

BEDÖMNING AV RISKER VID IMPLEMENTERING AV DYNAMISK BELASTBARHET

RAPPORT 2015:140



Bedömning av risker vid implementering av dynamisk belastbarhet

JONAS TJÄDER OCH NICHOLAS ETHERDEN
STRI AB

ISBN [978-91-7673-140-6](#) | © 2015 ENERGIFORSK

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet *Bedömning av risker vid implementering av dynamisk belastbarhet* har initierats och drivits av programmet Risk- och Tillförlitlighetsanalys. Detta projekt är delvis en fortsättning på fjollårets projekt "Riskanalys av nya lösningar för att öka acceptansgränsen i regionnät". Där var just dynamisk belastbarhet den metod som var mest lovande för att öka ett näts elektriska överföringsförmåga (förutsatt att nätet inte är kablfierat). STRI har gjort flera studier på dynamiskbelastbarhet tidigare som också ligger till grund för dessa analyser av risker associerade med olika metod- och teknikval. Projekt där vindkraftsproducenter tillåts styra produktion efter beräknad belastbarhet möjliggör att risken flyttas från elnätsföretag till andra intressenter som i sin tur får ekonomiska fördelar, vilket belyses här. Det förekommer flera olika metoder för att implementera dynamisk belastbarhet. För att kunna bedöma fördelarna sett från de olika intressenterna behövs det en bedömning av riskerna. Metoderna kräver olika antal sensorer och ger varierande osäkerhet i beräknad momentan belastbarhet. Projektet jämför olika metoder med avseende på deras risker under normal drift och vid felaktig eller utebliven information från sensorerna.

Jonas Tjäder och Nicholas Etherden på STRI har varit ansvariga för projektet.

Stort tack till programstyrelsen och samtliga intressenter i programmet Risk- och Tillförlitlighet för stödet för projektet.

Programstyrelsen bestod av följande personer:

- Anders Richert, Elsäkerhetsverket
- Peter Söderström, Vattenfall Eldistribution
- Kjell Oberger, Fortum Distribution
- Ola Ivarsson, E.ON Elnät
- Jenny Paulinder, Göteborg Energi
- Najib Mirkhani, Svk
- Pär-Erik Petrusson, Jämtkraft
- Sven-Åke Polfjärd, FIE
- Tommy Johansson, Energimarknadsinspektionen (adjungerad)

Programmet Risk- och Tillförlitlighetsanalys samtliga intressenter:

- | | |
|-----------------------------|--------------------------|
| • Elsäkerhetsverket | • Öresundskraft |
| • Vattenfall Eldistribution | • Umeå Energi Elnät |
| • Fortum Distribution | • Gävle Energi |
| • E.ON Elnät Sverige | • Jönköping Energi Nät |
| • Göteborg Energi | • Sundsvall Energi Elnät |
| • Svenska kraftnät | • Härjeåns Nät |
| • Jämtkraft | • Borås Energi |
| • Skellefteå Kraft Elnät | • AB Borlänge Energi |
| • C4 Elnätjkk | • FIE |

Juni 2015

Susanne Olausson (programansvarig)

Sammanfattning

Dynamisk belastbarhet innebär att ledningens överföringsförmåga bedöms baserat på parametrar som indikerar ledningens temperatur eller nedhäng. Detta kan vara till exempel temperatur i enskilda punkter, anspänning eller avstånd till marken. Ett flertal system för tillämpning av dynamisk belastbarhet finns idag kommersiellt tillgängliga. Denna teknik ses som en möjlighet att höja acceptansgränsen i nätet (möjlighet att integrera förnyelsebar intermittent generering) [1]. Därför har en studie efterfrågats där riskerna vid användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet utreds.

En fungerande metodik för analys av risker vid användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet har tagits fram baserat på IEC 61508. Risk bör analyseras både för systemet för dynamisk belastbarhet och med avseende på hur information om överföringsförmåga och nedhäng tillämpas.

Samtliga undersökta system för tillämpning av dynamisk belastbarhet når upp till den gräns om +/- 20cm noggrannhet för beräkning av nedhäng som har använts som riktlinje i denna studie. Denna riktlinje har baserats på Cigrés rekommendationer [2]. I två av de analyserade fallen kan dock lokala variationer i mätstorhet (ledarens yttemperatur och lokal vindhastighet i ledningsgatan) variera så mycket att en felaktig placering av mätidon gör att en uppskattning av nedhäng kan hamna utanför noggrannhetskravet.

Trots godkänd noggrannhet är inget system för tillämpning av dynamisk belastbarhet utan risker. Dessa risker har kartlagts och analyserats utförligt för åtta olika individuella system. Riskkällor för system bör analyseras innan installation genomförs. Detta är särskilt viktigt för dynamisk belastbarhet där det finns ett stort antal olika tillverkare med vitt skilda metoder för att uppskatta en lednings överföringsförmåga. De specifika förhållandena så väl som hur informationen om överföringsförmåga ska användas behöver beaktas vid varje installation. För att hjälpa elnätsföretag i deras bedömning har riskmatriser för åtta olika system samt två generella metoder utvecklats samt deras inverkan på olika tillämpningar analyserats.

Utöver analys av risker i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet har även rekommendationer framtagits för planering av mätsystem för dynamisk belastbarhet. Detta kan användas som en guide vid installation och dessa rekommendationer omfattar identifikation av begränsande spann, temperaturmässiga "hot-spots", placering av väderstation, räckvidd för vald kommunikation, driftspänning, maximalt tillåten effekt samt reläskyddskoordinering.

Studien har också kartlagt riskerna med användning av dynamisk belastbarhet för tre olika tillämpningar. Användning av dynamisk belastbarhet bygger ofta på ett samspel mellan till exempel en vindparksoperatör och en nätägare. Det är dock alltid nätägaren som ansvarar för att säkerhetsföreskrifter följs medan följderna av ett fel i ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet drabbar olika aktörer olika beroende på tillämpning.

Riktlinjer bör tas fram för hur data från system för tillämpning av dynamisk belastbarhet ska integreras i driftmiljö och för nätvärnsautomatik. De flesta tillverkare idag tillgodoser sina egna gränssnitt för hur data tillgodogörs. Några tillverkare kunde rapportera mätdata enligt protokoll men ingen standardisering av själva informationsinnehållet, med t.ex. standardiserad representation av överföringsförmåga

på olika tidskalor, kunde hittas. Detta skulle kräva mer än standardiserade protokoll utan också standardiserade informationsinnehåll så som erbjuds av IEC 61850 eller CIM (IEC 61968 / IEC 61970).

Operatörer är en väsentlig del för varje system som inte är helt automatiserat. Brister i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan ofta kopplas ihop med den höga inlärningskurvan vid installation och användning. Detta är ett större hinder än design eller kvaliteten i tekniken. Potential för storskalig implementering av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet försvåras om operatören blir en "flaskhals" för den mängd information som kan behandlas. Om hög tillförlitlighet finns kan information om dynamisk belastbarhet istället integreras på ett automatiskt sätt i SCADA så som redovisas i tillämpning av nätvärn. Operatör kan då larmas om gränsvärden överskrids eller information bedöms ej tillförlitlig. Det är viktigt att data är säker och noggrann när den kommer in i kontrollrummet. Om förtroendet för data från system för tillämpning av dynamisk belastbarhet är låg innebär det ett hinder för ett framgångsrikt system.

Summary

Dynamic Line Rating is a way of estimating the capacity of a power line based on parameters that indicates the temperature or sag of the power line. The parameter could be for example temperature, mechanical tension or distance to the ground. A number of systems for application of dynamic line rating are commercially available. This technology is considered to be one possible solution for increasing the hosting capacity of the power grid (allowing integration of an increased amount of renewable intermittent generation in the grid) [1]. Therefore, a study has been requested where the risks of utilizing systems for dynamic line rating are evaluated.

A methodology for analysis of the risks when using systems for dynamic line rating has been developed based on IEC 61508. Risk should be analyzed both from the perspective of the utilized systems for dynamic line rating as well as for how the information on the line capacity and/or sag is applied.

All of the systems for dynamic line rating that have been assessed in this study comply with the accuracy of ± 20 cm for calculation of sag, which has been used as a guideline in this study. This guideline is based on recommendations from Cigré [2]. However, in two of the studied cases, local variations in measured parameters (the surface temperature of the power line and the local wind speed) vary with such a range that a bad positioning of measurement device in one span can lead to the estimation of sag being outside of the required accuracy.

Even if the system complies with the required accuracy, there is no system for dynamic line rating that is free from risks. These risks have been mapped and analyzed extensively for 8 individual systems. The listed risks should be analyzed before a system is installed. This is especially important for dynamic line rating, since there are a number of different manufacturers and a great variation in the methods used. The individual circumstances as well as the application of the measurements should be analyzed for every installation. To help the utilities in their analysis, risk matrices have been developed for eight different systems as well as for two general methods. Also, their impact on the studied applications has been analyzed.

Apart from analysis of risks in systems for dynamic line rating, this report presents some recommendations that can be used during the implementation of systems for dynamic line rating. These recommendations could be used as a guide during installation, and includes identification of the “bottleneck” line, temperature “hot spots”, placement of weather stations, range of communication equipment, maximum power, configuration of relay protection and more.

The study has also mapped the risk for using dynamic line rating in three different applications. The application of systems for dynamic line rating is usually based on co-operation between for example a wind park operator and a grid owner. However, in practice it is always the owner of the grid that is responsible in making sure that safety regulation is being followed, while the effects of an error in the system for dynamic line rating are affecting different actors differently depending on the application.

Guidelines should be developed regarding how systems for dynamic line rating should be integrated in the operator environment and grid protection. Most manufacturers today provide their own interface for making data accessible. Some manufacturers can deliver measurement data according to protocol but no standardization of the data

could be found. Apart from standardization of the protocol, it would also need standardization of the information as can be provided by IEC61850 or CIM (IEC 61968 / IEC 61970).

The operator is an important part in every system that is not relying on automation. Problems in systems for dynamic line rating can often be associated with the steep learning curve during installation and application. The steep learning curve is a bigger barrier than design or immature technology. It is more difficult to realize the potential of large-scale implementation of systems for dynamic line rating if the operator becomes a "bottleneck" for the amount of information that can be managed. If the information from the system for dynamic line rating is considered trustworthy, it can be automatically integrated into the SCADA. The operator can be alarmed if the thresholds values are reached. It is important that the data is considered accurate and reliable when it enters the control room. If the data is considered unreliable it can be a barrier for a successfully implemented system.

Innehåll

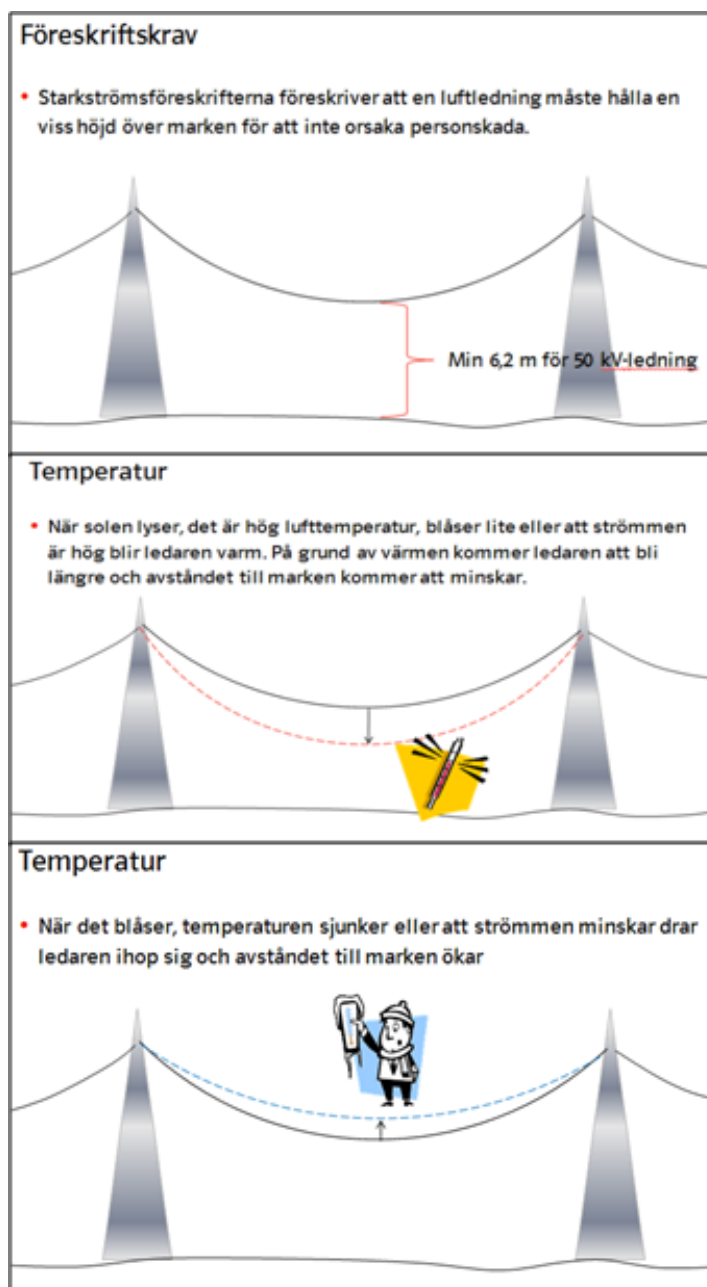
1	Inledning	11
1.1	Dynamisk Belastbarhet	12
1.2	Beräkning av dynamisk belastbarhet	12
1.2.1	Jämförelse mellan Cigré och IEEE	13
1.2.2	Känslighetsanalys av parametrar	14
1.2.3	Ledningens tidkonstant	14
1.2.4	Riskbegreppet	15
1.2.5	Syfte	
1.2.6	Mål och avgränsning	16
2	Metod	17
2.1	Steg 1: Metod för kartläggning av riskkällor	17
2.2	Steg 2: Metod för förutsägelse om felfrekvens	17
2.3	Steg 3: Metod för beräkning av riskkällans betydelse för beräknad ampacitet	18
2.4	Steg 4: Konsekvens av fel vid användning av dynamisk belastbarhet	18
3	System för tillämpning av dynamisk belastbarhet	19
3.1	Väderstation	19
3.2	Omgivande temperatur	19
3.3	Solinstrålning	19
3.4	Risker	19
3.5	Temperaturmätning med mätton	20
3.5.1	Bakgrund	20
3.5.2	Beräkning	20
3.5.3	Fördelar	21
3.5.4	Risker	
3.6	MiCOM DLR P341 från Alstom	22
3.6.1	Bakgrund	22
3.6.2	Exempel på tillämpning	22
3.6.3	Beräkning	23
3.6.4	Kommunikation	23
3.6.5	Fördelar	23
3.6.6	Risker	
3.7	EN.SURE från LiOS Technology	24
3.7.1	Bakgrund	24
3.7.2	Beräkning	24
3.7.3	Kommunikation	24
3.7.4	Fördelar	25
3.7.5	Risker	
3.8	Power Donut2 från USi	26

3.8.1	Bakgrund	26
3.8.2	Beräkning	26
3.8.3	Kommunikation	27
3.8.4	Fördelar	27
3.8.5	Risker	
3.9	Cat-1 från Nexans	28
3.9.1	Bakgrund	28
3.9.2	Beräkning	28
3.9.3	Kommunikation	29
3.9.4	Fördelar	29
3.9.5	Risker	
3.10	Ampacimon från Ampacimon Inc.	30
3.10.1	Bakgrund	30
3.10.2	Beräkning	30
3.10.3	Kommunikation	31
3.10.4	Fördelar	31
3.10.5	Risker	
3.11	Span Sentry från Avistar, EDM International Inc.	32
3.11.1	Bakgrund	32
3.11.2	Beräkning	32
3.11.3	Kommunikation	32
3.11.4	Fördelar	32
3.11.5	Risker	
3.12	RT-TLM från Promethean Devices Inc.	33
3.12.1	Bakgrund	33
3.12.2	Beräkning	33
3.12.3	Kommunikation	34
3.12.4	Fördelar	34
3.12.5	Risker	
3.13	Smartline från Lindsey	35
3.13.1	Bakgrund	35
3.13.2	Beräkning	35
3.13.3	Kommunikation	35
3.13.4	Fördelar	36
3.13.5	Risker	
3.14	Sammanställning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet	36
4	Tillämpning	38
4.1	Tillämpning: Operatörsinformation i driftcentral	38
4.1.1	Bakgrund	38
4.1.2	Människan i systemet	39
4.1.3	Risker vid olika fall av ampacitet	40
4.2	Tillämpning – Nätvärn med produktionsnedstyrning	41

4.2.1	Bakgrund	41
4.2.2	Exempel på system	41
4.2.3	Feltolerans	41
4.2.4	Risker vid olika fall av ampacitet	42
4.3	Tillämpning – Laststyrning, stor konsument	42
4.3.1	Bakgrund	42
4.3.2	Exempel på system	43
4.3.3	Allmänna risker / hinder	44
4.3.4	Risker vid olika fall av ampacitet	44
5	Diskussion	46
5.1	Placering av mätsensorer	46
5.2	Maximal driftvärde	47
5.3	Reläskyddskoordinering	47
5.4	Allmänna riskkällor	48
5.5	IT-system samt interoperabilitet	49
6	Slutsats	49
6.1	System för dynamisk belastbarhet	49
6.2	Tillämpning av dynamisk belastbarhet	50
6.3	Behov av vidare studier	50
7	Litteraturförteckning	52
8	Appendix	55
8.1	Generella riskkällor för väderstation	56
8.2	Generella riskkällor för temperaturmätning med mätidon	57
8.3	Riskkällor för MiCOM DLR P341	58
8.4	Riskkällor för EN.Sure av LiOS.Technology	59
8.5	Riskkällor för Power Donut av USi	60
8.6	Riskkällor för Cat-1 av Nexans	61
8.7	Riskkällor för Ampacimon av Ampacimon Inc.	62
8.8	Riskkällor för Span Sentry av EDM International Inc.	63
8.9	Riskkällor för RT-TLM av Promethean Devices Inc.	64
8.10	Riskkällor för Smartline av Lindsey-USA	65

1 Inledning

En luftlednings överföringskapacitet begränsas av ledningens temperatur för att behålla materialegenskaper och krav på frihöjd över mark (se Figur 1). Även accepterade förluster kan vara en begränsande faktor. En lägsta linhöjd om 6,2 meter över mark gäller för en 50 kV-ledning [3]. Linhöjd över marken avgörs dels av temperaturen i fasledaren (termisk utvidgning), och dels av hur fasledaren är inspänd mellan stolparna. Temperaturen i fasledaren avgörs av strömlasten i fasledaren och omkringliggande väderförhållanden. Hög strömlast gör att fasledarens temperatur stiger. Lokal islast kan också påverka frihöjden mellan fasledare och mark.



Figur 1 Ledningens nedhäng som funktion av väder (E.ON)

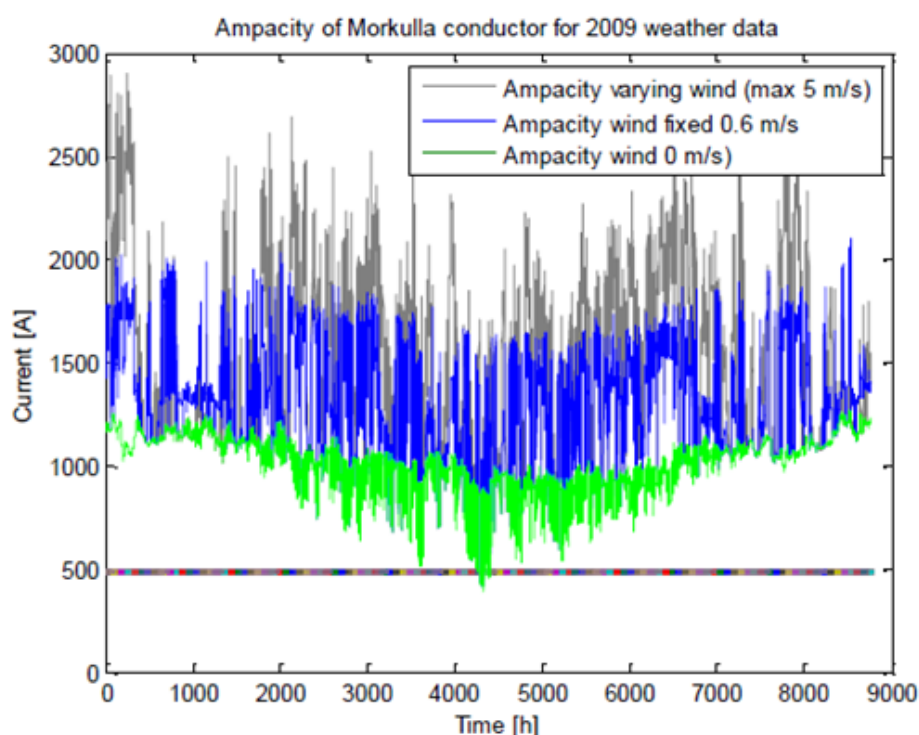
1.1 DYNAMISK BELASTBARHET

Dynamisk belastbarhet innebär att ledningens överföringsförmåga bedöms baserat på parametrar som indikerar ledningens temperatur eller nedhäng. Detta kan vara till exempel temperatur i enskilda punkter, anspänning eller avstånd till marken.

En lednings ampacitet är den maximala elektriska strömmen som ledningen kan överföra under en given tidsperiod utan att överstiga det tillåtna nedhänget, påverka ledningens draghållfasthet eller orsaka skador på materialet [4].

Ampacitet beror på ledningens material och dimensioner och varierar med omgivande förhållanden såsom vindhastighet, solinstrålning, temperatur m.m. Vid uppskattande av ampacitet för en längre tidsperiod ökar osäkerheten på grund av framförallt svårigheter att förutsäga vindförhållanden.

Ledningens ampacitet sätts traditionellt genom en statisk gräns som beräknas från designparametrar och väderantaganden som representerar det värsta fallet. En statisk gräns kommer dock högst troligen att skilja sig väsentligt från den momentana ampaciteten, speciellt under förhållanden med mycket vind (se Figur 2).



Figur 2 Beräknad ampacitet i en dynamisk belastbarhetsmodell med timmedelvärden för väderdata och ström i ledningen. En fast gräns (den horisontala linjen) baserat på rekommendation från Cigré är inlagt som jämförelse. [1]

Utrustning för att mäta dynamisk belastbarhet möjliggör utnyttjande av den marginal som finns mellan ledningens statiska gräns och momentana ampacitet. Användning av ampacitet innebär också att det blir lättare att hantera växande laster och reducerar behovet av att bygga nya ledningar. Detta innebär stora ekonomiska vinster och att större uppgraderingar i nätet kan skjutas upp eller helt undvikas.

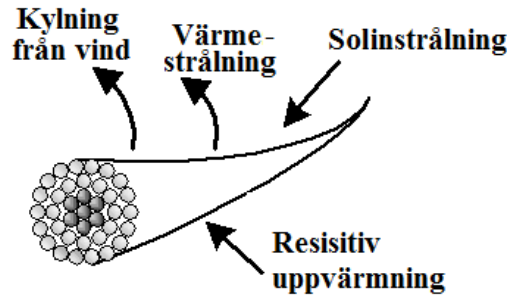
1.2 BERÄKNING AV DYNAMISK BELASTBARHET

Både CIGRE och IEEE har standardiserade metoder för att beräkna ampacitet beroende på ledningens maximala ytemperatur [5], [6]. En lednings ytemperatur är en funktion av:

- Ledningens materialegenskaper
- Ledningens diameter
- Ledningens ytförhållanden

- d) Omgivande väderförhållanden
- e) Ledningens elektriska ström

De två första attributen baseras på ledningens material och fysiska egenskaper. Det tredje kan variera med tid och beror på andra omgivande atmosfäriska förhållanden än väder. Det fjärde attributet, väder, varierar stort beroende på timme och säsong. Det femte, ledningens elektriska ström, varierar med systemets last, generering och andra faktorer [5].



Figur 3 Värmebalans för ledning

För att beräkna ampacitet ställs en värmebalans upp för ledningen (Ekv 1.1, 1.2). Ledningens förluster höjer temperaturen i ledningen tillsammans med solinstrålning, magnetisk uppvärmning samt koronaeffekter. Värmestrålning, avdunstning och konvektion från vind sänker ledningens temperatur. En förenklad version av ledningens värmebalans med de mest väsentligt inverkanse parametrarna kan ses i Figur 3.

$$\text{Heat gain} = \text{Heat loss} \quad (1.1)$$

$$P_J + P_S + P_M + P_i = P_c + P_r + P_w \quad (1.2)$$

Där:

- P_J = Resistiv uppvärmning
- P_S = Solinstrålning
- P_M = Magnetisk uppvärmning
- P_i = Koronauppvärmning
- P_c = Konvektiv kylning
- P_r = Strålning
- P_w = Avdunstning

En beräkning av nedhäng i ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet bör göras med en marginal om +/- 20 cm [2]. Detta värde kommer att vara vägledande i denna rapport vid analys av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet.

1.2.1 Jämförelse mellan Cigré och IEEE

I detta avsnitt diskuteras skillnaderna mellan IEEE och Cigrés respektive metoder för att beräkna ampaciteten för ledningar. Även om de använder samma grundläggande värmebalans (ekv 1.2) så skiljer sig deras metod för beräkningen. P_M , P_i och P_w har ofta en liten inverkan och kan försummas enligt [5]. Detta ger (ekv. 1.3).

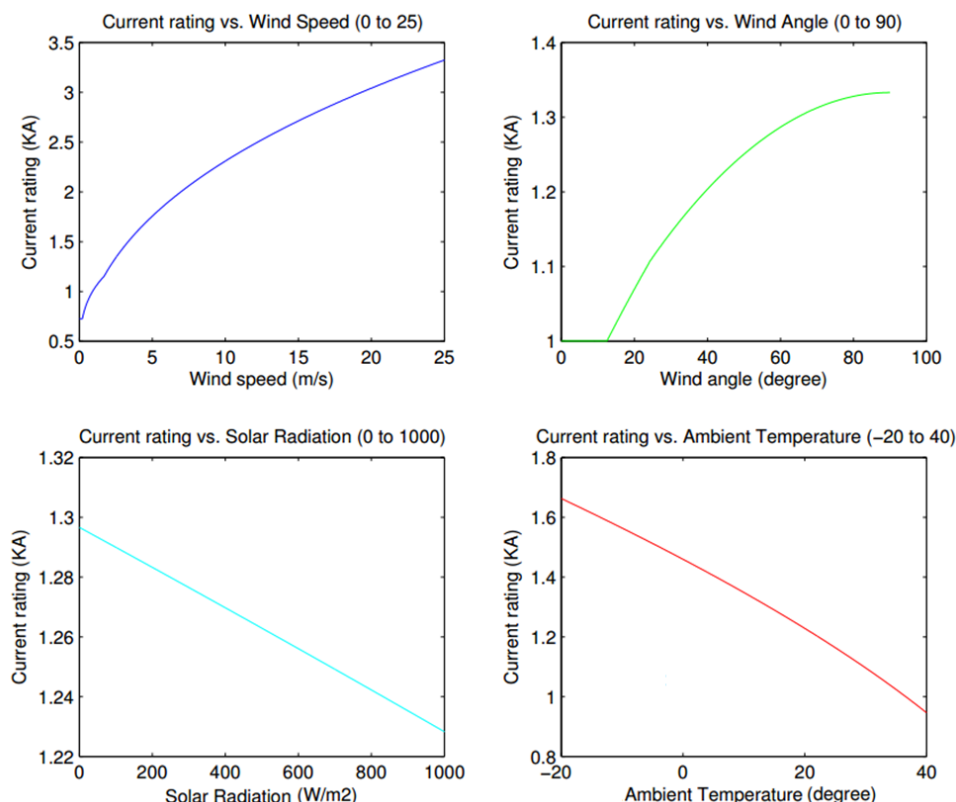
$$P_J + P_S = P_c + P_r \quad (1.3)$$

Cigré inkluderar P_M i värmebalansen. P_c och P_w används inte. Cigré erbjuder en mer teoretiskt komplett modell för värmebalansen. IEEE väljer att bortse från de parametrar som i regel inte har någon större inverkan. I regel ger IEEE och Cigré likande värden och skillnaden i ampacitet är i regel liten (ej mer än

5-15% i de flesta fall [7]). För en detaljerad beskrivning av ekvationerna samt ingående parametrar, se [5], [6].

1.2.2 Känslighetsanalys av parametrar

Fyra omgivande väderparametrar används för att beräkna ledningens momentana ampacitet. De övriga parametrarna anses vara statiska. De parametrar som förändras är vindhastighet, vindriktning, global solinstrålning samt omgivande temperatur. De olika parametrarnas inverkan på ampaciteten kan ses i Figur 4.



Figur 4 Ampacitet vid olika förhållanden för en 428-A1/S1A-54/7 "Zebra" ledning [8]

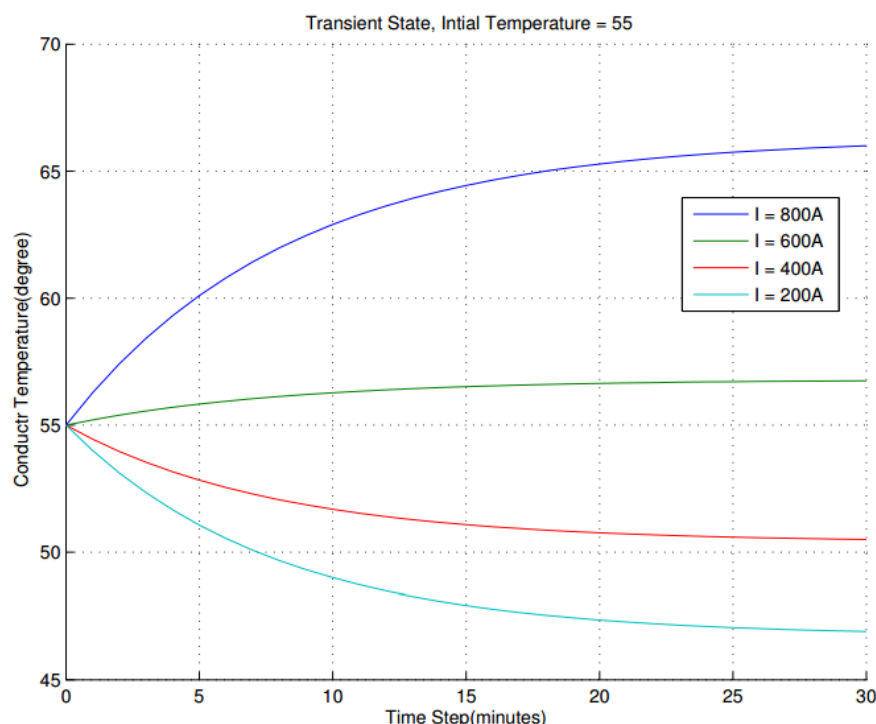
Av de ingående parametrarna är vindhastighet den som har störst betydelse för ledningens ampacitet. Ampaciteten stiger från 700A vid 0 m/s till 3300 A vid 25 m/s, en ökning om 371 %. Även vindriktning och omgivningstemperatur har en betydande effekt med en respektive ökning om 35 % och en minskning om 41 %. Den globala solinstrålningen har en ganska liten inverkan på ampaciteten, endast ca 5 % i det redovisade fallet [8].

Värt att notera här är dock att det kommer att finnas andra begränsningar på ledningens överföringsförmåga såsom märkströmmen på övrig utrustning (t.ex transformatorer). Därför kommer det alltid att finnas en maxgräns på ampacitet.

1.2.3 Ledningens tidkonstant

En ledning har en termisk tröghet. Det innebär att ledningens temperatur kommer att nå jämviktsläge först efter en tidsfördröjning från det att en omgivande parameter eller strömmen i ledningen förändras. I Figur 5 redovisas en stegfunktion där ledningens ström förändras. Vi kan se att ledningen börjar närma

sig sitt jämviktsläge efter 15-20 minuter beroende på stegets storlek.



Figur 5 Transgent ytttemperatur för en ledning. Initial ytttemperatur 55°C (ca 550A). Omgivande förhållanden: $V=2 \text{ m/s}$, $S=980 \text{ W/m}^2$, $T_{omg}=40^\circ\text{C}$. [8]

1.2.4 Riskbegreppet

En riskanalys har som mål att belysa var och hur tillbud, olyckor och störningar kan inträffa, vilka konsekvenser som de kan få och hur ofta de uppstår. Risk kan ses som en funktion av sannolikheten för att en händelse ska inträffa samt konsekvensen av att denna händelse inträffar [9]. Händelsen i vårt fall är att ledningens temperatur överstiger tillåtet värde och risken är de förväntade kostnader som kan uppstå.

IEC 61508 - "Funktionssäkerhet hos elektriska, elektroniska och programmerbara elektroniska säkerhetskritiska system" är ett standardiserat sätt att behandla risker hos ett tekniskt system [10]. IEC 61508 fastslår att varje detekterad riskkälla skall utvärderas och detta görs efter felfrekvens (sannolikhet) samt konsekvens. Enligt IEC 61508 går en risk inte att eliminera, endast reducera till en acceptabel nivå.

Erfarenheter från systemsäkerhet visar att endast cirka 50 % av alla risker hittas under utveckling/tillverkningsfasen. Det gör också att erfarenhetsåterföring från installationer bör användas för att uppdatera kravbilden. När nya risker och tillkortakommande uppdagas bör därför tekniska riktlinjer uppdateras.

Mängden risk i ett tekniskt system är inte statisk, utan ökar ofta med tiden. Detta beror dels på att materialen slits eller underhålls bristfälligt. Risken kan också öka med tiden då människor blir mindre vaksamma om systemet används utan olyckor en längre tid.

1.2.5 Syfte

Under 2013 genomförde STRI projektet "Risk Analysis of Smart Solutions to Increase Wind Power Hosting Capacity in Subtransmission Network" [11]. Den lösning som möjliggjorde störst ökning av acceptansgränsen för vindkraft i regionnät var system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Genom användning av dynamisk belastbarhet minskar driftmarginalerna. Det finns dock flera riskaspekter förknippat med detta. Om dynamisk belastbarhet kombineras med produktionsnedstyrning flyttas även

riskerna från nätägaren (i form av risk för överbelastning) till en ekonomisk risk för vindparksägaren (i form av risk för utebliven produktion när elnätet är nära dess kapacitetsgräns). STRIs studier [11], [12] och [13] visade även att värdet på kapacitet under några gånger per år befinner sig under ledningens statistiska gräns.

Dynamisk belastbarhet är en teknik som tidigare använts under framförallt reducerad drift i näten. Ett flertal system för tillämpning av dynamisk belastbarhet finns idag tillgängliga. Då denna teknik ses som en möjlighet att höja acceptansgränsen i nätet (möjlighet att integrera förnyelsebar intermitterande generering) [1] har en studie efterfrågats där riskerna vid användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet utreds.

Projektet syftar också till att kartlägga riskerna med användning av dynamisk belastbarhet för olika tillämpningar. Även implementering av de olika metoderna samt deras effekter på SCADA och reläskydd kommer att undersökas.

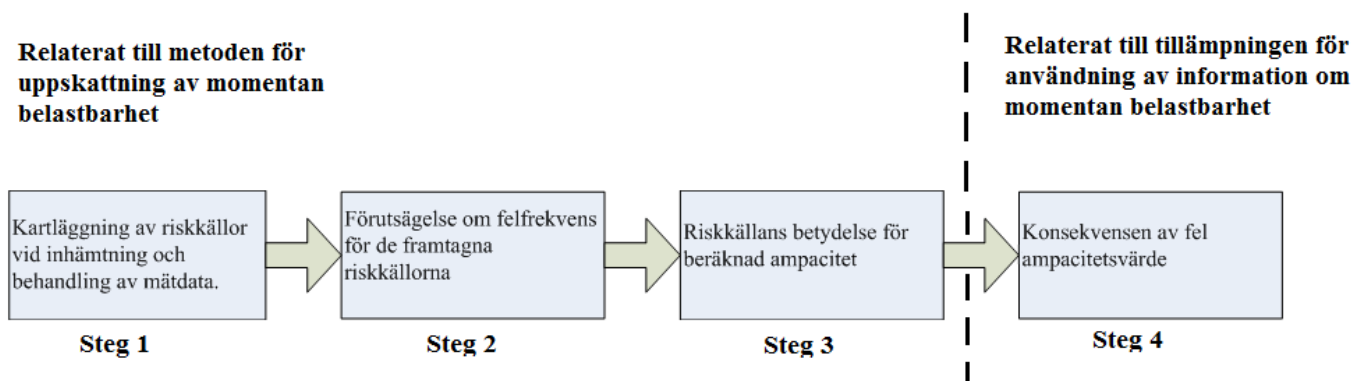
Slutligen har möjligheter till en nationell experimentanläggning där kraftbolag gemensamt kan utvärdera olika system för tillämpning av dynamisk belastbarhet utvärderats.

1.2.6 Mål och avgränsning

Målsättningen för denna rapport var att kartlägga de huvudsakliga riskerna associerade med användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Riskkällor för åtta kommersiellt tillgängliga system för tillämpning av dynamisk belastbarhet har kartlagts och tre olika tillämpningar har analyserats. Metoder och tillämpning har valts ut i samarbete med en referensgrupp med representanter från E.ON, Vattenfall och Jämtkraft.

2 Metod

I denna rapport ligger fokus på att kartlägga de riskkällor som förekommer under användning av system för dynamisk belastbarhet samt bedöma deras konsekvenser. För kartläggning av risker har IEC 61508 använts som riktlinje [10]. Riskkällor vid användning av system för dynamisk belastbarhet har identifierats och värderats med hjälp av fyra steg (se Figur 6).



Figur 6 Beskrivning av metod för kartläggning och värdering av risker vid användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet

De tre första stegen är relaterade till metoden för mätning och beräkning av dynamisk belastbarhet:

1. Kartläggning av riskkällor vid inhämtning och behandling av mätdata. Indelat i primär¹ och sekundär mätdata, kommunikation samt beräkning av ampacitet.
2. Förutsägelse om felfrekvens för de framtagna riskkällorna vid mätning.
3. Riskkällans betydelse för beräknad ampacitet.

Det sista steget är relaterat till tillämpningen för användning av information om dynamisk belastbarhet:

4. Konsekvensen av fel ampacitetsvärde vid de olika tillämpningarna

2.1 STEG 1: METOD FÖR KARTLÄGGNING AV RISKKÄLLOR

I steg 1 följs processen från det att mätdata samlas in, följs av kommunikation och beräkningsdelen för att slutligen leverera ett värde på ampacitet. Potentiella fel insamlades från 3 källor.

1. Litteraturstudie av tidigare fallstudier.
2. Erfarenhet från tidigare installationer av utrustning vid E.ON, Vattenfall samt STRI.
3. Analys av sensortechnologin och tillverkarnas föreslagna uppställningar.

2.2 STEG 2: METOD FÖR FÖRUTSÄGELSE OM FELFREKVENSS

Förutsägelse om felfrekvens för identifierad riskkälla baseras på tidigare fallstudier, kontakt med referensgrupp samt uppskattad felfrekvens utifrån komponenterna. Graderingen av felfrekvens baseras på en förenklad version av IEC 61508 [10]:

¹ Primär mätdata innefattar den mätmetod som särskiljer produkten. Sekundär mätdata innefattar mer generell data såsom data inhämtad från väderstation eller SCADA.

Felfrekvenser

- | | | |
|----|-----------------|---------------------------|
| 1: | Osannolik | (mindre än 1 per år) |
| 2: | Sannolik | (mellan 1 och 100 per år) |
| 3: | Mycket Sannolik | (mer än 100 per år) |

2.3 STEG 3: METOD FÖR BERÄKNING AV RISKKÄLLANS BETYDELSE FÖR BERÄKNAD AMPACITET

Förutsägelse för den identifierade riskkällans inverkan på beräknat momentant ampacitetsvärde baseras på en känslighetsanalys. I känslighetsanalysen har gällande variabel analyserats i den beräkningsmetod som angivits för att se hur stor inverkan en antagen felmätning har på ett slutgiltigt värde.

Konsekvensgrad

- | | | |
|----|---|--------------------|
| 1: | Liten eller ingen inverkan på ampacitet | (mindre än 5% fel) |
| 2: | Medelstor inverkan på ampacitet | (5 till 20 % fel) |
| 3: | Stor inverkan på ampacitet | (mer än 20% fel) |

Efter Steg 2 och 3 kan den identifierade riskkällan utvärderas och placeras i en riskmatris (se Figur 7). I riskmatrisen kan riskens inverkan på produktens tillförlitlighet utvärderas. De största riskerna vid användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet diskuteras i Kap 3. Samtliga identifierade riskkällor med felfrekvens och konsekvens finns beskrivna i Appendix.

Mycket stor konsekvens	Stor Risk	Mycket stor risk	Oacceptabel Risk
Stor konsekvens	Liten Risk	Stor Risk	Mycket stor risk
Ej stor konsekvens	Försumbar Risk	Liten Risk	Liten / Stor Risk
	Osannolikt	Sannolikt	Mycket Sannolikt

Figur 7 Riskmatris

2.4 STEG 4: KONSEKVENSAV FEL VID ANVÄNDNING AV DYNAMISK BELASTBARHET

Den andra delen av riskanalysen består av att analysera konsekvenserna av ett felaktigt värde på momentan ampacitet. Konsekvenser är starkt kopplade till tillämpningen där systemet för dynamisk belastbarhet används. De olika tillämpningarna har valts efter övervägande tillsammans med referensgrupp och analys av intressanta områden. De olika tillämpningar som har valts är följande:

1. Operatörsinformation i driftcentral (Kap. 4.1)
2. Nätvärn med produktionsnedstyrning (Vindkraft) (Kap. 4.2)
3. Nätvärn med laststyrning (Gruva) (Kap. 4.3)

Följande driftfall har analyserats för de olika tillämpningarna:

1. Risker vid uteblivet värde på ampacitet
2. Risker vid för lågt värde på ampacitet
3. Risker vid för högt värde på ampacitet
4. Risker vid rätt värde på ampacitet

3 System för tillämpning av dynamisk belastbarhet

Åtta kommersiellt tillgängliga system för tillämpning av dynamisk belastbarhet har identifierats för denna riskanalys. De olika leverantörerna baserar sina system på mätning av olika fysikaliska parametrar. Det finns stora skillnader i hur systemen installeras och vilka parametrar som mäts. Dessa kan vara direkt mätning av nedhäng, ledningens temperatur eller fysiska anspänning m.m.

Detta kapitel sammanfattar de olika systemen för tillämpning av dynamisk belastbarhet och presenterar de huvudsakliga riskkällorna. För varje system kommer beräkningsalgoritm att beskrivas samt mätfel kommer att uppskattas. En felmarginal bör vara högst ± 20 cm på beräkning av nedhäng [2].

När nedhäng har beräknats av systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet är nästa steg att fastslå en belastbarhet genom analys av rådande väderförhållanden. Gemensamt för de flesta system för tillämpning av dynamisk belastbarhet är att dessa levereras med en station för mätning av väderparametrar. Då dessa ej är specifika för de olika metoderna kommer kapitlet att inledas med en analys av riskkällor vid mätning av väderförhållanden och dess inverkan på beräkning av ampacitet.

3.1 VÄDERSTATION

De flesta system för tillämpning av dynamisk belastbarhet levereras tillsammans med en station för mätning av väderparametrar. Dessa inkluderar vindhastighet, vindriktning, omgivande temperatur samt solinstrålning. Väderstationen bör monteras i höjd med den lägsta punkten på ledningen.

3.2 OMGIVANDE TEMPERATUR

Förändringar i omgivande temperatur har stor inverkan på ampacitet (se Kap. 1.2.2). Omgivande temperatur över ett område skiljer sig dock relativt lite och varierar mindre än $\pm 1^\circ\text{C}$ inom ett spann och vanligtvis ej mer än $\pm 3^\circ\text{C}$ över en 30 km ledning [2]. Detta under antagande att ej betydande skillnader i höjd förekommer. Dessa temperaturskillnader påverkar värdet på beräknad ampacitet med respektive ca $\pm 1\%$ och $\pm 3\%$ [2]. Konsekvensen av felaktiga antaganden om omgivande temperatur kan därför anses ha låg inverkan på beräkning av ampacitet.

3.3 SOLINSTRÅLNING

Den globala solinstrålningen har en ganska liten inverkan på ampacitet, endast ca $\pm 5\%$ vid stora variationer i solinstrålning (se Kap. 1.2.2). En felkälla vid mätning av solinstrålning är att den vanligtvis inte tar i åtanke reflektion från marken. Det kan även vara skugga vid ledningen samtidigt som solen lyser på väderstationen. Inverkan av dessa felkällor antas dock vara låg. Detta sammantaget gör att konsekvensen av felaktiga antaganden om solinstrålning anses ha låg inverkan på beräkning av ampacitet.

Vindhastighet och vindriktning/hastigheten och riktning mäts med hjälp av en anemometer. Vindhastighet och riktning kan variera även på ett litet område [2].

Känslighetsanalys av vindhastighet visar på väldigt stor inverkan på ampacitet (se Kap. 1.2.2). Känslighetsanalys av vindriktning visar också på stor inverkan på ampacitet, dock ej lika stora som för vindhastighet. Konsekvensen av felaktiga antaganden om vindriktning och vindhastighet i kombination med variationer mellan väderstation och ledning kan därför anses ha stor inverkan på beräkning av ampacitet.

3.4 RISKER

Tabell 1 illustrerar en summering av riskerna vid användande av en väderstation kopplad till system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Mätning av vindhastighet är den enskilt viktigaste

väderparametern att ta hänsyn till vid planering av ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Storhet	Känslighetsanalys	Förväntad variation mellan ledning och väderstation	Konsekvens (Inverkan på ampacitet)
Omgivande temperatur	+/- 1°C = 0.7% Ampacitet	Låg	Låg
Solinstrålning	+/- 100W/m2 = 0.5% Ampacitet	Låg	Låg
Vindriktning	+/- 10° = 3,5% Ampacitet	Medel	Medel
Vindhastighet	+/- 1m/s = 37% Ampacitet	Medel	Stor

Tabell 1 Beskrivning av risker vid mätning av väderparametrar i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet

3.5 TEMPERATURMÄTNING MED MÄTDON

3.5.1 Bakgrund

Utifrån en lednings medeltemperatur kan nedhäng härledas. Då det finns ett flertal olika mätdon för punkttemperaturmätning kommer denna metod att analyseras från ett allmänt perspektiv.

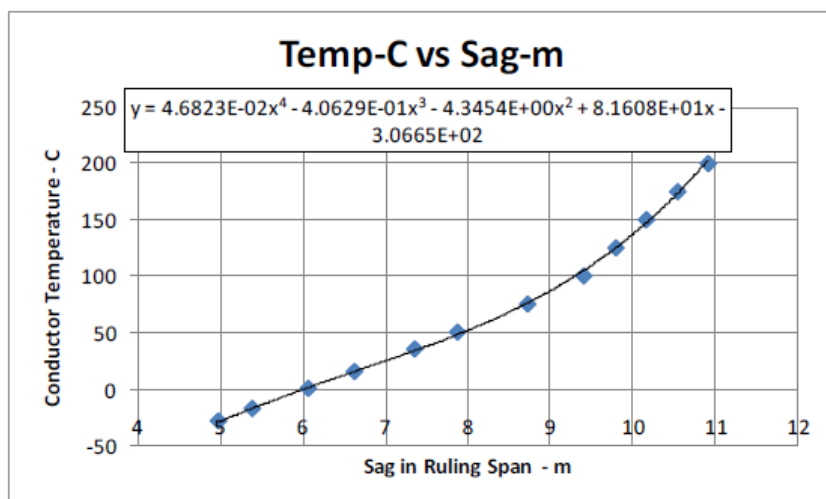
Direkt temperaturmätning implementeras vanligtvis genom att ett antal mätare placeras på ledningen. På grund av att ledningar kan utsättas för olika omgivande förhållanden (olika vindhastighet, delvis skuggad osv.) så kan temperaturen variera även över små avstånd [14]. Analys måste därför göras över ledningens "hot spots" vilket är lokala maxpunkter för temperatur. Analys av "hot spots" förklaras mer ingående i (Kap 5.1).

Erfarenheter från provning i STRIs högspänningslaboratorium visar att det är svårt att göra en korrekt temperaturmätning på en mångtrådig bar ledare. Ett mätdon som sitter på ledaren får lokalt en kylande effekt; hur mycket beror på material och storlek. Sensorn måste också vara så liten att den kan placeras innanför det yttersta trådlagret. Ligger den utanför så kommer den att mäta för låg temperatur.

3.5.2 Beräkning

Utifrån ledningens temperatur vid utvalda punkter används en matematisk modell för att ta fram en genomsnittstemperatur för ledningen. Både IEEE och CIGRE har standardiserade algoritmer som kan användas för att beräkna ampacitet utifrån ledningens medeltemperatur och omgivande väderförhållanden (se Kap.1.2).

Figur 8 visar förhållande mellan medeltemperatur och nedhäng. Genom att använda formeln i figuren kan vi beräkna att fel med maximalt +/- 6°C tillåts för att möta kravet på +/- 20 cm felmarginal för nedhäng runt 50°C. De flesta mätdon för punkttemperaturmätning klarar dessa marginaler utan problem. Däremot kan temperaturen på en ledning variera kraftigt med upp till 12 grader på 50 meter [4]. Detta medför att direkt temperaturmätning med mätdon kan visa fel på nedhäng med mer än +/- 20 cm och möter därigenom ej kravet som ställs i denna studie.



Figur 8 Förhållande mellan nedhäng och temperatur [2]

3.5.3 Fördelar

Temperaturmätning är en mogen teknik, och medför därmed inga större mätfel där mät donet placeras. Det är en billig teknik och kan installeras direkt på ledningen även under drift. Operatörer kan också lätt tillgodogöra sig data och agera på den direkta uppmätta temperaturen i det fall beräknad ampacitet ej kan erhållas eller misstros.

3.5.4 Risker

Huvudsakliga risker med mätning av temperatur innefattar skillnader mellan temperatur på utvald plats på ledningen och temperatur på övriga plaster på ledningen. Då endast ett begränsat antal positioner på ledningen kan mätas innebär det också att det inte ger ett representativt värde för hela ledningen. Det är dessutom endast praktiskt att mäta ytemperaturen, och temperaturen i ledningens kärna får därigenom uppskattas utifrån den. Det är under drift ej möjligt att se om de antaganden som har gjorts gällande förhållande mellan punktemperatur och medeltemperatur gäller. Vissa sensorer är också relativt stora och väger flera kilo vilket eventuellt kan påverka temperaturen (genom t.ex. skuggning) i närheten av mätpunkten.

Tabell 2 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Beräknad medeltemperatur ej representativ på grund av olika väderförhållanden längs ledning	2	Felaktigt värde på ampacitet	3
Beräknad medeltemperatur ej representativ på grund av för få mät don längs ledning vilket resulterar i missade "hot spots"	2	Felaktigt värde på ampacitet	3

Tabell 2 Summering av betydande risker för temperaturmätning med mät don

3.6 MICOM DLR P341 FRÅN ALSTOM

3.6.1 Bakgrund

MiCOM DLR P341 är ett skyddsrelä (se Figur 9). Det är utvecklat av Alstom och kan integreras i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. I system med denna produkt används en väderstation för att förse väderparametrar. Utifrån dessa beräknas ett värde på ampacitet.

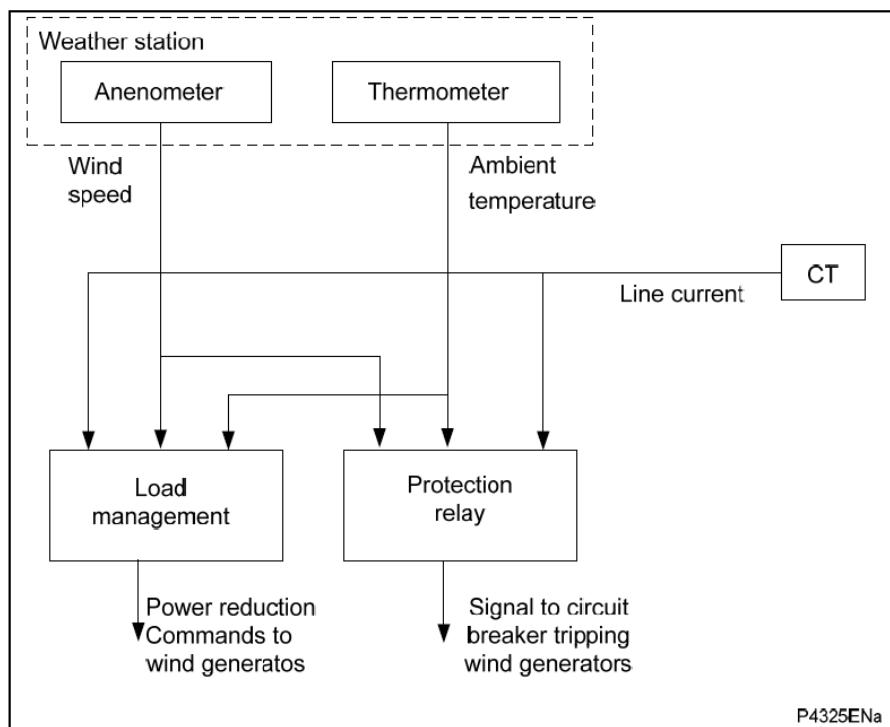


Figur 9 MiCOM DLR P341

När ledningens ström når en förutbestämd procent av det beräknade värdet på ampacitet kan en av sex steg för skyddsinställningar aktiveras med en tidsfördröjning. Dessa steg kan skicka kontrollkommandon till en kraftproducent att begränsa eller minska deras produktion. Detta kan göras genom SCADA eller direkt kommunikation med till exempel en vindkraftspark. Om produktionen ej reduceras (till exempel på grund av att kommunikationen ej fungerar) kan denna produkt fungera som en backup och använda skyddsinställningar för att koppla bort produktionen eller ledningen efter en tidsfördröjning [15].

3.6.2 Exempel på tillämpning

Figur 10 visar en förenklad konfiguration för användning av denna produkt i ett system för nedstyrning av en vindpark men också som skydd. I denna konfiguration beräknas ampacitet både i MiCOM DLR P341 och i SCADA/EMS systemet baserat på indata från väderstationen. Detta redundanta system medför att produktion från vindparken ej behöver styras ner då t.ex. nätverksfel förekommer [15].



Figur 10 Konfiguration för system baserat på MiCom DLR P341

3.6.3 Beräkning

Denna produkt kan använda både Cigré och IEEE:s standard för att beräkna ampacitet (se Kap.1.2). Parametrarnas omfång går att ställa in för att sortera ut avvikande värden.

MiCOM DLR P341 levereras med färdiga modeller för många ledningar vilket medför att data från ledningen ej behöver föras in. Värden bör dock kontrolleras för att försäkra sig att en bra modell för ledningen används. Kalibrering genom verifierande mätning av frihöjd av ledning under hård belastning bör övervägas.

3.6.4 Kommunikation

MiCOM DLR P341 stödjer ett antal olika standarder för kommunikation. Dessa inkluderar IEC 61850, K-Bus Modbus, IEC60870-5-103 och DNP 3.0. [15].

Kommunikation mellan denna produkt och väderstation sker genom standardiserat analogt interface (0-1 mA, 0-10 mA eller 4-20 mA). Detta medför att specifika kommunikationsprotokoll ej behöver användas för olika väderstationer. Möjlighet finns också att använda ett medelvärde på väderparametrar över tid [15].

3.6.5 Fördelar

Fördelen med denna produkt är att det är en relativt billig metod för att uppskatta dynamisk belastbarhet då den ej är utrustad med andra mätton än en väderstation. Det är ett beprövat system med långt färre rörliga delar jämfört med andra mätsystem.

Även vid användning av direktmätande system för att beräkna dynamisk belastbarhet kan detta system övervägas som ersättning för traditionella överströmskydd med statiska inställningar. Därmed löses reläskyddskoordinering (se Kap. 5.3) på ett effektivt sätt med viss redundans som möjliggör ytterligare minskade marginaler vid användning av dynamisk belastbarhet..

3.6.6 Risker

Denna produkt saknar mätton för direkt mätning av nedhäng. Det innebär att det ej finns någon möjlighet att verifiera beräknat värde på ampacitet under normal drift utan att skicka ut personal till ledningen. Betydande risker med systemet är därför främst associerade med de risker som är kopplade till uppmätta väderparametrars inverkan på ampacitetsvärde (se Kap 3.4). Givet detta är det också den metod som kräver de största felmarginalerna och dessa bör bestämmas utifrån studier av vindhastighet på den lokala platsen.

Tabell 3 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

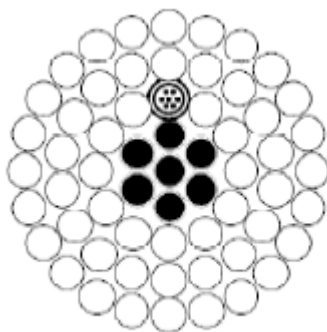
Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Metod för direkt beräkning av nedhäng saknas	Permanent	Direkt mätning av nedhäng ej möjlig	3
Väderstation ger ickerepresentativ vindförhållande för kritiska spann(en) på grund av stora lokala variationer i vind	2	Stor inverkan på beräknat värde på ampacitet	3

Tabell 3 Summering av betydande risker för MiCOM DLR P341

3.7 EN.SURE FRÅN LIOS TECHNOLOGY

3.7.1 Bakgrund

OPPC (OPPC - Optical Phase Conductor) är en konventionell ledning där en av trådarna har blivit utbytt mot en rostfritt rör i vilken en optisk fiber har integrerats. Fibern används ibland för kommunikation inom elnät. En lednings temperatur kan mätas sedan genom att en signal skickas genom den optiska fibern som är placerad inuti ledningen (se Figur 11). Då utnyttjas s.k. raman spridning för att få en profil av temperaturvariationen längs med fibern. Detta är en vanlig metod för temperaturövervakning i t.ex. serverhallar. Om ledningen inte redan innehåller en fiber krävs det att den byts ut, vilket medför att ledningen måste tas ur drift.

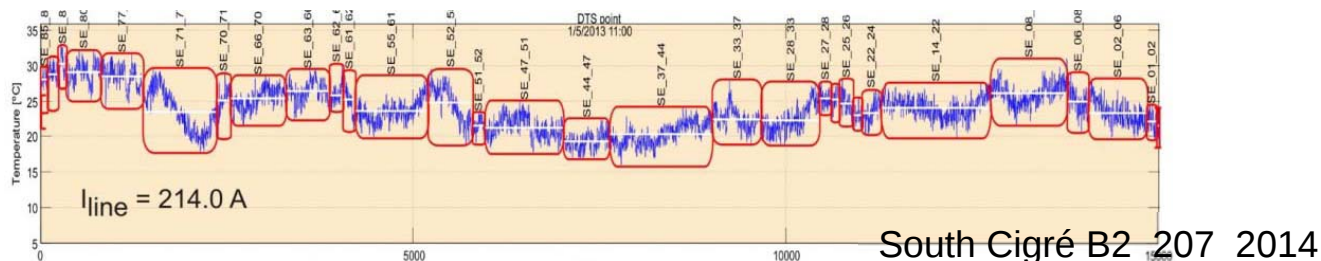


Figur 11 En optisk fiber integrerad i en ledning [4]

LIOS Technology grundades år 2000 och installerar optisk fiber i kablar för att detektera bränder med mer. År 2004 låg de bakom den första installationen av optisk fiber för dynamisk belastbarhet i Sydamerika. År 2010 användes optisk kabel för att mäta belastbarheten i en havsbaserad vindpark i England [16].

3.7.2 Beräkning

Den optiska fibern används som en linjär temperatursensor genom att en laserpuls skickas genom den. Genom att analysera denna signal är det möjligt att härleda temperaturen i ett antal punkter för hela ledningen med $\pm 2^\circ\text{C}$ noggrannhet. Temperaturen mäts inte som enstaka värden utan som en distribuerad temperaturprofil för varannan meter av ledningen (15 020 punkter för en ledning på 30km) [4]. Detta sammantaget medför att medeltemperaturen kan beräknas väl inom de $\pm 6^\circ\text{C}$ som krävs för en maximal felmarginal på $\pm 20\text{ cm}$ (se Kap. 3.5.2). Ett exempel på en komplett värmeprofil av kabeln ges i Figur 12.

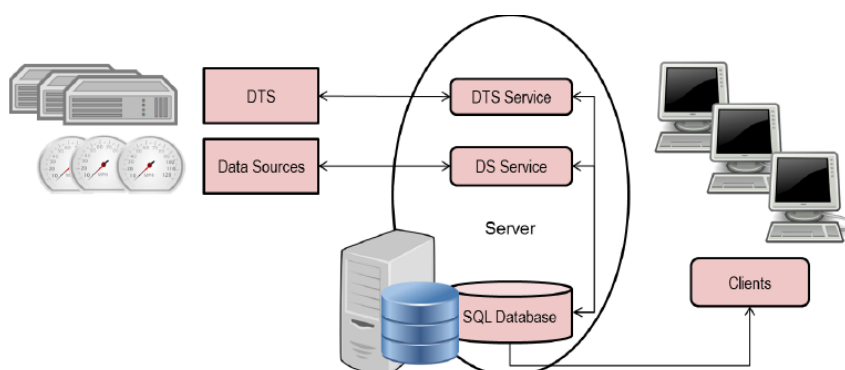


Figur 12 Temperatur variationer uppmätta med OPPC i en 30 km ledning [4].

3.7.3 Kommunikation

Ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet baserat på OPPC presenteras i Figur 13. Data om temperaturen i ledningen skickas till en server där den räknas om till ampacitetsvärde baserat på en modell av kabeln. Detta medför ett stort antal datapunkter då ledningens temperatur mäts varannan

meter. Däremot är det endast medelvärdet för varje mekanisk sektion som avgör nedhäng varför mängden data kan reduceras kraftigt innan användning. Värdet på ampacitet levereras till en klient, till exempel ett SCADA system [16].



Figur 13 Struktur över databas och visualisering av DTS (Distributed Temperature Sensor) data [16].

3.7.4 Fördelar

Uppskattning av ampacitet med hjälp av OPPC har den fördelen att ingen extern mekanism behövs för uppskattande av momentan belastbarhet. Eftersom att den mäter hela ledningens temperaturprofil medför det också att "hot spots" längs ledningen kan identifieras (se kapitel planering av mätsystem).

Då det finns synergier med användning av denna teknik i andra branscher som telekom bör stor prisseffektivitet kunna uppnås på längre sikt. Systemet kan dock endast införas där det finns integrerad eller utanpåliggande fiber i fasledningen man vill undersöka. Det blir dock komplicerat och kostsamt att montera fasledare med integrerad fiber eftersom skarvar idag måste placeras vid ledningsstolparna som gör att varje fasledare måste beställas i exakta längder för en viss installation.

3.7.5 Risker

En stor mängd data hanteras vilket kräver stor serverkapacitet samt beräkningskapacitet. Även felsökning försvåras då fibern är integrerad i ledningen. Om fiberskarven är glapp eller oren kan det innebära för svag signal för noggrann temperaturprofil. Är fibern bruten kan det innebära ett ej levererat värde på ampacitet.

Tabell 4 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Bruten/Oren fiberskarv	2	Ej levererat värde på ampacitet	3
Felaktiga antaganden om ledning vid beräkning av medeltemperatur	2	Felaktigt värde på ampacitet	3

Tabell 4 Summering av betydande risker för temperaturmätning med optisk fiber

3.8 POWER DONUT2 FRÅN USI

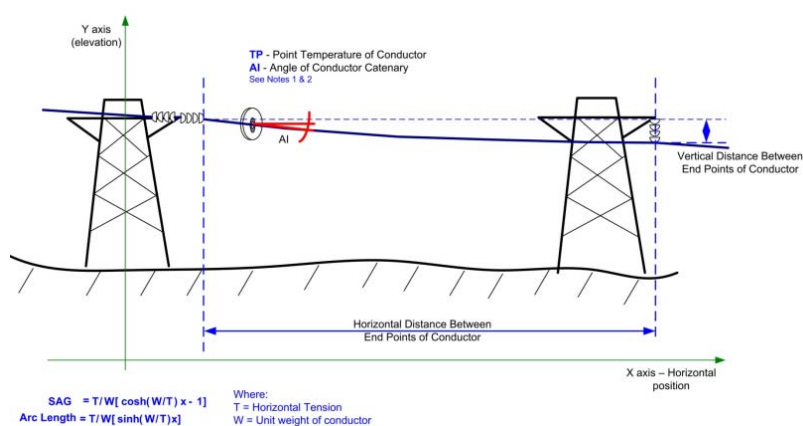
3.8.1 Bakgrund

Den första generationen av Power Donut kom ut 1988. Ursprungligen var Power Donut en ren temperatur sensor så som beskrivs i Kap. 3.5. Den nuvarande versionen lanserades 2004 och kan även utnyttja vinkelmätning för att uppskatta ampacitet. Mer än 1000 system har installerats [17].

Power Donut kopplas runt ledningen och har en vikt på 9,2 kg. Den mäter ledningens lutning och höjd i förhållande till markplan, temperatur samt ström i ledningen. Lutningen används för att härleda ledningens nedhäng (se Figur 14).

Power Donut drivs av det elektromagnetiska fält som uppstår kring ledningen. Det gör det viktigt att först analysera strömmen i ledningen över tid om det finns behov av mätdata också för låga strömmar i ledningen. I de fall då strömmen genom ledningen är för låg har Power Donut ett Li-Ion batteri som gör att den fungerar ca 12 timmar. För fördjupning om elförsörjning (se Kap 5.1). Generation 3 har varit under utveckling och har även integrerad solpanel för energiförsörjning.

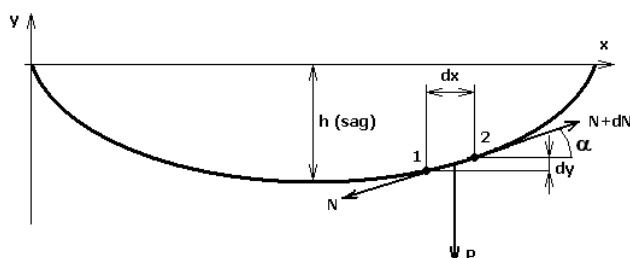
Eftersom att Power Donut mäter ledningens temperatur är det viktigt att ta hänsyn till "hot spots" för att försäkra sig om att få en representativ temperatur. Generellt gäller samma begränsningar som för mätton för temperaturmätning (se Kap. 3.5). Ideal placering av temperaturmätning kan även gå emot ideal placering för vinkelmätning.



Figur 14 Beskrivning av beräkning av nedhäng [17].

3.8.2 Beräkning

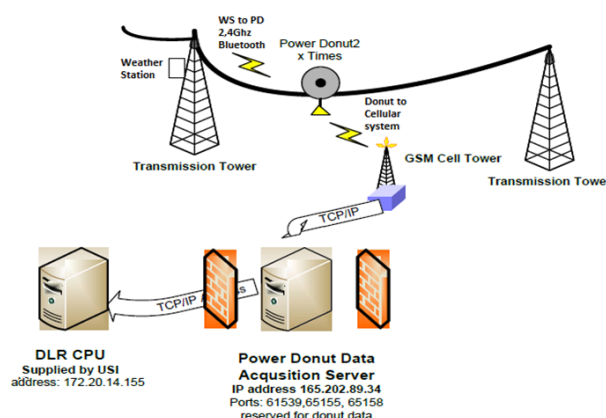
Då en ledning följer en kedjekurva kan ledningens lutning (α) användas för att beräkna ledningens nedhäng (se Figur 15). Ledningens lutning kan uppskattas med en felmarginal på $\pm 0,025^\circ$ enligt utvecklaren.



Figur 15 Kedjekurva

3.8.3 Kommunikation

Väderstationen skickar insamlad data till Power Donut via ZigBee protokollet som sedan använder GSM/GPRS/Edge wireless data service för att kommunicera med server (se Figur 16).



Figur 16 Kommunikationskedja för Power Donut [17]

3.8.4 Fördelar

Power Donut är mångsidig och dess funktionalitet har demonstrerats i många fall. Den kräver inte något driftstopp vid upphängning. När både temperatur och nedhäng mäts finns en viss redundans i systemet. Vinkelmätningen för nedhäng undanröjer en del av problematik med lokal temperatursensor (se Kap. 3.5).

3.8.5 Risker

Som tidigare diskuterats saknar denna produkt egen elförsörjning. Detta kan innebära att den inte skickar ut några data i vissa fall. Systemet bör därför förberedas på dessa avbrott genom att strömvärde i ledningen från SCADA används för att skilja utebliven funktion på grund av låg effekt och fel.

Problem har även rapporterats av referensgruppen då Power Donut skickar ut felaktiga värden när strömmen är för låg. Detta kan vara svårare att identifiera än saknade data. Om dessa inte upptäcks av system eller operatör kan det leda till att felaktigt värde på ampacitet används.

Då väderdata skickas via Power Donut kommer även den att tappas om Power Donut inte kan skicka data. Det har även rapporterats fall där markstationen helt har låst sig (Vattenfall, E.ON). Troligen finns likande fel också hos andra system men de är mindre kända på grund av begränsad erfarenhet i fält under Nordiska förhållanden.

Tabell 5 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Nettoflöde för lågt för att driva Power Donut	2	Inget mätvärde men om SCADA ström värde kan tillgås vet man att ledningen inte är överbelastad	3
Markstation låser sig	2	Inget värde på ampacitet	3

Tabell 5 Betydande risker vid användning av Power Donut

3.9 CAT-1 FRÅN NEXANS

3.9.1 Bakgrund

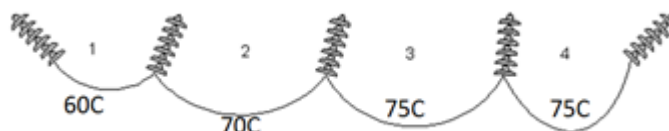
Det första Cat-1 systemet installerades i USA år 1991. Sedan dess har över 300 system installerats av över 100 elbolag [18].

Implementeringen sker genom att en lastcell fästs i båda ändarna av ledningen (se Figur 17). Lastcellen kräver en fast inspänningspunkt och mäter anspänningen över en hel mekanisk sektion. Lastcellerna skickar erhållen data till en väderskyddad inkapsling som drivs med solcell och batteri.



Figur 17 Installerad lastcell [18].

Anspänningen anges för en hel mekanisk sektion. Eftersom att ledningen är monterad vinkelrät mot isolatorn tas ingen last upp i horisontell led (se Figur 18).



Figur 18 Mekanisk sektion bestående av 4 ledningar med olika temperatur. Med hängisolatorer kommer anspänningskraften att jämnas ut längs med sektionen, varför nedhänget blir lika i alla spann, även om temperaturen är olika [19].

3.9.2 Beräkning

CAT-1 använder förhållandet mellan anspänning och temperatur för att avgöra medeltemperatur och på så sätt nedhäng. Detta förhållande redogörs i ekv. 4.1.

$$D_i = \frac{w \cdot S_i^2}{8 \cdot H} \quad (4.1)$$

Där:

D_i = Nedhäng (m)

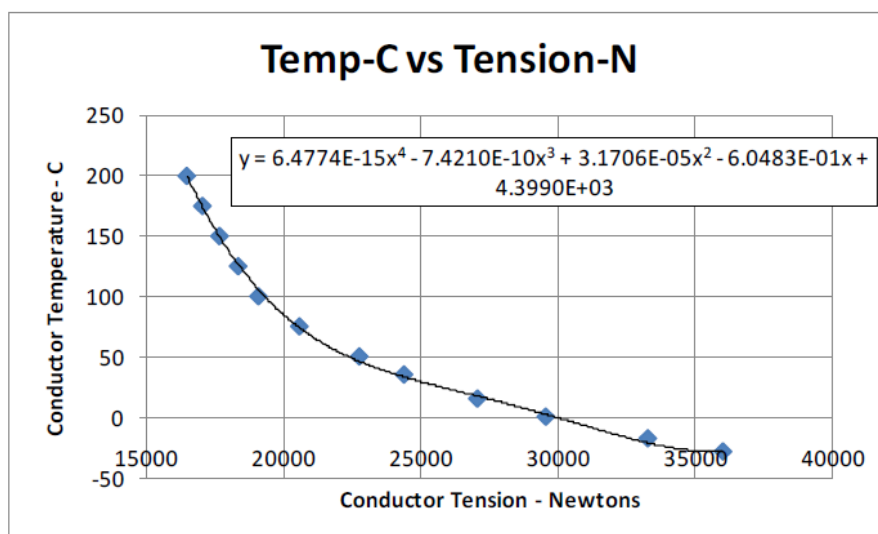
w = Ledningens vikt per längdenhet (N/ m)

S_i = Ledningens längd (m)

H = Ledningens horisontala anspänning (N)

Detta förhållande gäller under förutsättning att anspänningen fördelar sig jämt över spannen. Det finns dock fall då detta ej stämmer, och det gäller främst när lutningen är stor, ledningar har väldigt

varierande längd eller ledningens temperatur överstiger 70°C [19]. En typisk kurva för förhållandet mellan anspänning och temperatur kan ses i Figur 19.



Figur 19 Förhållande mellan anspänning och temperatur i en ledning [2]

Anspänningen i ledningen kan mätas med en noggrannhet om 0,25 % av maxgräns för anspänning. Då de flesta system för anspänning verkar på 50 % av maxgräns för anspänning så innebär det i praktiken en noggrannhet om 0,5 % [2]. Detta motsvarar ca 1°C fel då ledningens medeltemperatur är runt 50°C, alltså väl inom godkänd felmarginal.

3.9.3 Kommunikation

Lastcellen skickar data till en CATMaster basstation som står utplacerad vid ställverket. Från basstationen skickas sedan data vidare till SCADA/EMS system. CAT-1 systemet kommunicerar via 900 MHz spektrumet [18].

För att kunna kommunicera effektivt krävs en direkt siktlinje mellan CAT-1 utrustningen och basstation som vanligtvis står i ställverket. Repeaters (för att förstärka signalen) kan behövas om placeringen inte sker med närhet till ställverk [20].

3.9.4 Fördelar

Att mäta anspänningen i ledningen gör att man kommer runt problemet med den ojämna temperaturen i ledningen. Mätvärdet är representativt för flera spann med hängisolatorer som jämnar ut anspänningskrafterna. Längden beror på var de fasta inspänningspunkterna finns för ledningen.

3.9.5 Risker

Då temperaturen mäts över en hel mekanisk sektion innebär det att temperaturen i ledningen fortfarande kan vara kritiskt i enskilda punkter på grund av "hot spots" (se Kap. 3.5). Detta har ingen betydelse för nedhänget i mätta mekaniska sektioner, men kan underskatta temperatur och därmed nedhäng i andra kritiska spann utan mätning.

I litteraturen har risker funnits relaterade till degradering av enheten på grund av elektrisk urladdning från isolatorernas metalldelar. Även problem där tidsstämplar från olika CAT-1 inte har varit synkroniserade har redovisats. Detta leder till svårigheter att kalibrera enheter [20].

Tabell 6 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
För svag radiosignal/ ingen rak siktlinje mellan Cat-1 och uppsamlingsenhet	2	Ingen ampacitet. Detta kan lösas med en repeater	3
Temperatur i en punkt kan fortfarande vara kritisk på grund av "hot spot" fenomen	1	Försämrade materialegenskaper	2

Tabell 6 Betydande risker vid användning av Cat-1

3.10 AMPACIMON FRÅN AMPACIMON INC.

3.10.1 Bakgrund

Ampacimon började att utvecklas år 2003 vid Liéges universitet av professorerna Jean-Louis Lillien och Jacques Destin  . Ett patent erh  lls   r 2006 för en metod att bestämma ledningens nedhäng med hjälp av vibrationer i ledningen. Den första kommersiella produkten "Ampacimon" utkom   r 2010 [21].

Systemet består av mätdon som placeras direkt på ledningen (se Figur 20). Systemet m  ter ledningens egenfrekvens, vilken är direkt relaterad till nedhäng. Med hjälp av detta samband kan den senare beräknas f  r ett spann. Detta medför att det inte finns något behov av att m  ta data om väder, topologi eller ledningen för att få fram ett värde på nedhäng. Därigenom kan fel endast härledas från precisionen med vilken resonansfrekvensen mäts.

M  tdonen erhåller den behövda energin från ledningen. Detta medför samma risker som f  r övriga system som tar sin energi från ledningen. Fördjupning om detta finns i Kap 5.4.



Figur 20 Demoanl  ggning vid ELIA [21].

3.10.2 Beräkning

Ampacimon m  ter med hjälp av en accelerometer ledningens egenfrekvens. Följande ekvation används för att härleda nedhäng från grundfrekvens (se ekv 4.2). Denna ekvation finns härled i [22].

$$\text{Nedhäng} = \frac{g}{32 \cdot f_1^2} \quad (4.2)$$

Där:

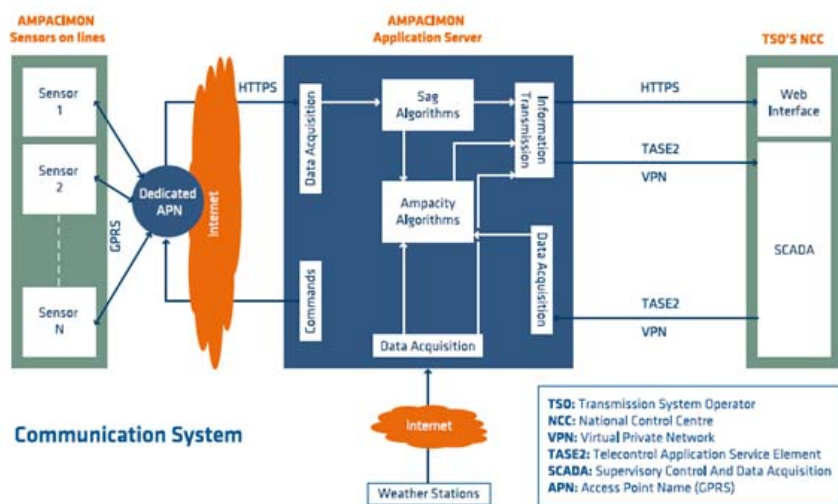
g = Tyngdaccelerationen

f = Grundfrekvens

Då nedhänget är 16,4 m motsvarar det en grundfrekvens på 0,1367 Hz. Vid denna frekvens motsvarar en noggrannhet på 0,001 Hz en felmätning på +/-20 cm. Utvecklaren uppger att de vid denna frekvens mäter +/- 0,0004 Hz noggrannhet [23] vilket alltså är tillräckligt bra för att klara Cigrés krav på +/-20 cm.

3.10.3 Kommunikation

Modulerna kommunicerar med hjälp av GSM/GPRS till en server (se Figur 21 för en detaljerad bild av ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet med Ampacimon). Servern räknar ut nedhäng och ampacitet och överför denna information till operatörens SCADA/EMS system. [21].



Figur 21 Beskrivning av kommunikation för Ampacimon [21]

3.10.4 Fördelar

Mätdonet har den fördelen att den kan installeras direkt på ledningen och även under drift. Den behöver dessutom ingen extra information om väder eller data från ledningen. Den behöver inte heller kalibreras, enligt utvecklaren.

3.10.5 Risker

Denna produkt baserar sin beräkning endast på ledningens vibrationer vilket medför att redundans saknas i systemet. Det går dock att köpa till väderstation från tillverkaren.

Om batteriet laddas ur så kommer inget värde på nedhäng att kunna beräknas.

Tabell 7 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Nettoflöde för lågt för att driva Ampacimon	2	Inget mätvärde men om SCADA ström värde kan tillgås vet man att ledningen inte är överbelastad.	3
För liten svängning	1	Upptäcks ej av mätton	1

Tabell 7 Betydande risker med Ampacimon

3.11 SPAN SENTRY FRÅN AVISTAR, EDM INTERNATIONAL INC.

3.11.1 Bakgrund

EDM började 1997 att designa ett system för att mäta en lednings nedhäng. Den första prototypen "Sagometer" började installeras år 1999. Sedan dess har över 80 system installerats i USA och Canada. EDM vidareutvecklade sedan systemet till Span Sentry [24].

Span Sentry består av en kamera som mäter positionen på en "måltavla" som hängs upp på ledningen. Med hjälp av bildbehandling kan ledningens nedhäng bestämmas. Detta kombineras med en väderstation som mäter vindstyrka, riktning, temperatur samt solinstrålning. Även ett mättdon kan fästas på ledningen för att mäta ström. Figur 22 visar ett monterat system [24].



Figur 22 Installerat Span Sentry system [24]

3.11.2 Beräkning

Systemet använder sig av en kamera för att direkt mäta ledningens nedhäng. Detta kan enligt utvecklaren göras med en noggrannhet på ± 15 mm [24]. Den enda parameter som måste matas in är avstånd mellan ledning och mark.

3.11.3 Kommunikation

Span Sentry stödjer ett rad olika kommunikationsprotokoll, och även GSM IP nätverk [24].

3.11.4 Fördelar

Systemet kan monteras direkt på stolpe. Endast måltavlan måste monteras på ledning, och detta kan göras utan driftstopp.

3.11.5 Risker

Det kan vara svårt att se måltavlan under vissa väderförhållanden.

Tabell 8 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Dålig sikt	2	Inget värde på ampacitet	3
Ingen energi från solcell	2	Inget värde på ampacitet. Detta är en väsentlig risk i nordiskt klimat.	3

Tabell 8 Summering av betydande risker för Span Sentry

3.12 RT-TLM FRÅN PROMETHEAN DEVICES INC.

3.12.1 Bakgrund

RT-TLM (Real Time Transmission Line Monitor) har utvecklats av Prometheus Devices. Metoden har prövats i ett flertal fallstudier.

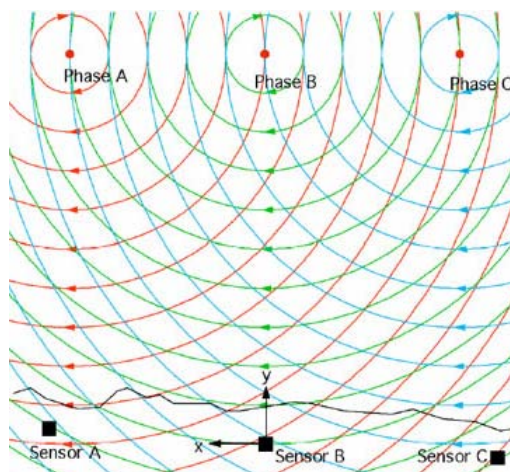


Figur 23 Installerat RT-TLM system [25].

Systemet består av ett antal mätton (se Figur 23) som placeras under ledningen. Dessa mätton känner av ledningens magnetiska fält. Mättonen grävs antingen ner i marken under ledningarna eller placeras ovan mark. Exakt placering av mätton är inte kritiskt.

3.12.2 Beräkning

Systemet använder kalibrerade mätton som känner av ledningens magnetiska fält (se Figur 24). Systemet konverterar data från de tre fasernas magnetfält till ett värde på nedhäng. Enligt utvecklaren kan detta göras med en noggrannhet om $\pm 0,2\%$. Detta innebär ± 4 cm vid 18,5 m avstånd mellan mätton och ledning.



Figur 24 Magnetfält och sensorer [26]

3.12.3 Kommunikation

Säker data skickas trådlöst från enheten till en databas där den endast kan ges åtkomst av en godkänd användare. Data visas på ett webbaserat användargränssnitt. [27].

3.12.4 Fördelar

Systemet är helt fritt från fysisk kontakt med ledningarna. Detta gäller vid installation, kalibrering och användning. Dessutom påverkas inte användningen av väderförhållanden.

3.12.5 Risker

Då mätarna måste placeras antingen på marknivå eller grävas ner kan dessa vara känsliga för skadeverkningar. Den är dessutom beroende av en solcell som är placerad i direkt närhet till mätaren. Det gör den stöldbärlig.

En risk är att det finns en osäkerhet på avståndet mellan ledare. Detta innebär att mättonen bör kalibreras för detta.

Tabell 9 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Mätton placeras på marken och är därför känsliga för skadeverkan	2	Skadade mätton. Detta kan mitigeras genom att mätton grävs ner.	2
Energi från solcell för låg för att driva mätton	1	Inget mätvärde från mätton om inte något annat sätt att förse energi finns	3

Tabell 9 Betydande risker vid använd av RT-TLM

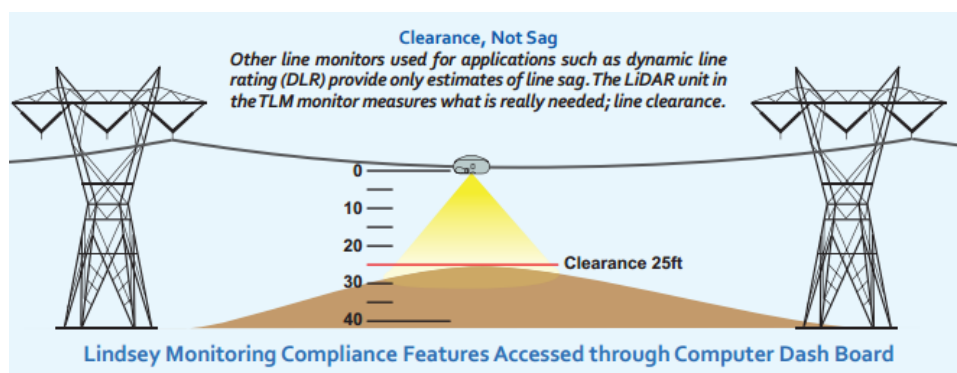
3.13 SMARTLINE FRÅN LINDSEY

3.13.1 Bakgrund

Smartline har utvecklats av Dynamic Engineers tillsammans med Idaho National Laboratory. Systemet tillhandahålls av Lindsey USA.

Produkten består av ett mätton som hängs på ledningens lägsta punkt (se Figur 15). Denna använder "LiDAR" (Light Detection and Ranging) teknik för att avgöra avståndet mellan ledning och mark. Till skillnad från Span Sentry (se Kap. 3.11) mäter system direkt frihöjd.

Även ledningens temperatur, omgivande temperatur mäts. Mättonet är även utrustat med en accelerometer. Accelerometern används främst för att upptäcka indikationer på onormala vibrationer, vilket kan bero på t.ex. isbeläggning på ledningen. Mättonen använder ledningens magnetiska fält som energikälla. Detta medför samma risker som för övriga metoder som använder ledningen som energikälla (se mer i planering av mätsystem). Mättonet går att installera utan driftstopp.



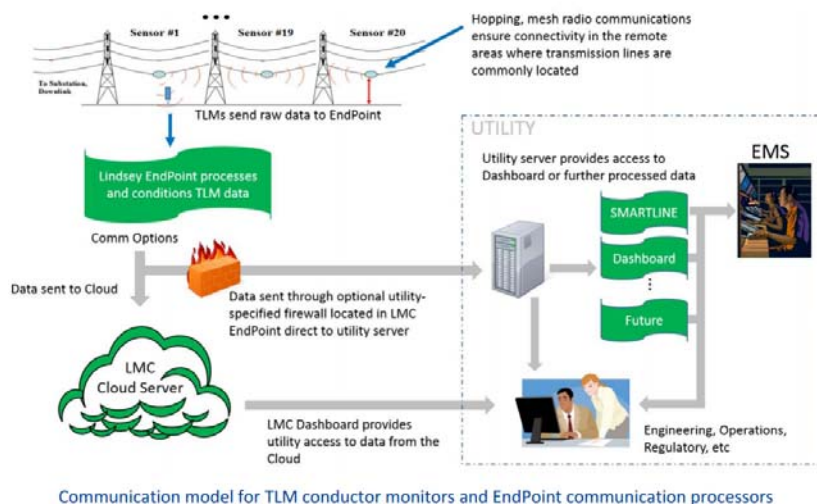
Figur 25 Beskrivning av ett system för direkt mätning av frihöjd [28]

3.13.2 Beräkning

Då systemet mäter frihöjd direkt behövs ingen beräkning för att ta fram nedhäng. Enligt tillverkare kan detta göras med en noggrannhet på $\pm 0,3\%$. Om frihöjden är 10m motsvarar detta ± 3 cm. Systemet använder prognosteknik och data från monitorerna för att lära sig – över tid- förhållandet mellan frihöjd, medeltemperatur, last och väder. Användningen av data är kalibrerad efter IEEE:s standard för att beräkna ampacitet (se Kap. 1.2.1) [28].

3.13.3 Kommunikation

Mättonen kommunicerar trådlöst över 915 MHz bandet. Radiokommunikationen sker mellan de olika mättonen i serie [28]. Detta medför en risk eftersom att om mätdata tappas från en enhet tappas även mätdata från alla enheter innan den i serien. Ett exempel på ett system kan ses i Figur 26.



Figur 26 Kommunikationsexempel för system

3.13.4 Fördelar

En fördel med LiDAR teknik system för tillämpning av dynamisk belastbarhet är att frihöjd mäts direkt, istället för att härledas från andra parametrar. Genom komplettering med även andra storheter än frihöjd uppnås viss redundans och systemet kan själv urskilja t.ex. isbildning från hög belastning.

3.13.5 Risker

En risk med systemet är icke representativ placering, vilket medför att den kritiska punkten i spannet inte mäts. Detta kan också vara andra objekt under ledningen som gör att systemet får in fel värde på frihöjd.

Tabell 10 visar en summering av betydande risker för systemet. Samtliga kartlagda risker kan ses i Appendix.

Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvens grad (1-3)
Nettoflöde för lågt för att driva mätton	2	Inget mätvärde men om SCADA ström värde kan tillgås vet man att ledningen inte är överbelastad.	3
Objekt mellan laser och mark	2	Fel värde på nedhäng	3

Tabell 10 Summering av betydande risker för smartline

3.14 SAMMANSTÄLLNING AV SYSTEM FÖR TILLÄMPNING AV DYNAMISK BELASTBARHET

Tabell 11 visar en sammanställning av de olika systemen för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Här kan även urskiljas vilka som klarar kravet på +/- 20 cm noggrannhet på nedhäng [2] som har använts som riktlinje i denna rapport. Samtliga system där det står angivet att de klarar ett spann kan också användas för en hel sektion, men det krävs då fler mätton.

Metod	Produkt	Klarar krav på +/- 20cm nedhäng	Mät del av ledning
Härledning av nedhäng från ledarens medeltemperatur beräknad från temperaturmätton punktvis placerade på ledningen	USi med flera	Beror på placering	Ett spann
Härledning av nedhäng endast baserat på information från väderstation	MiCOM DLR P341	Beror på placering	Ett spann/ Hel sektion beroende på krav på noggrannhet
Härledning av nedhäng från ledarens medeltemperatur beräknad från integrerad fiber i ledningen	Lios.Tech med flera	Ja	Hel ledning
Härledning av nedhäng från ledningens vinkel	USi	Ja	Ett spann
Härledning av nedhäng från ledningens anspänning	Cat-1	Ja	Hel sektion
Härledning av nedhäng från ledningens egenfrekvens	Ampacimon	Ja	Ett spann
Direkt mätning av nedhäng med hjälp av kamera monterad på stolpe	Span Sentry	Ja	Ett spann
Härledning av nedhäng från mätning av ledningens magnetfält	RT-TLM	Ja	Ett spann
Direkt mätning av nedhäng med hjälp av laser från ledning till mark	Smartline	Ja	Ett spann

Tabell 11 Jämförelse av olika system för tillämpning av dynamisk belastbarhet

4 Tillämpning

Enligt IEC 61508 definieras risk som en funktion av sannolikhet och konsekvens [10]. Sannolikhet har i denna rapport angivits i form av felfrekvens för ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Denna har uppskattats för samtliga identifierade riskkällor hos ingående komponenter i mätsystemet. Riskkällans konsekvens för kvaliteten på beräknat ampacitetsvärde kan härledas till vilket system för tillämpning av dynamisk belastbarhet som har använts. Riskkällornas slutgiltiga konsekvens beror dock på hur värdet på beräknad ampacitet används. Hur allvarliga följer ett felaktigt ampacitetsvärde får är starkt kopplad till tillämpningen av systemet för dynamisk belastbarhet. I denna rapport beskrivs risker för tre tillämpningar. Dessa tillämpningar har tagits fram i samråd med referensgrupp och är följande.

- Operatörsinformation i driftcentral. Nätbolaget använder information från ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet för att förse operatören med information.
- Nätvärn med produktionsnedstyrning. En stor kraftproducent reglerar sin produktion automatiskt vid behov så att ledningens gränsvärden ej överskrids. I detta exempel är producenten en vindkraftspark.
- Nätvärn med laststyrning. En stor förbrukare ansvarar själv för att konsumtionen inte leder till att ledningens gränsvärden överskrids. I detta exempel är förbrukaren en gruva. Vid misslyckad lastreducering kan gruvan kopplas bort från nätet.

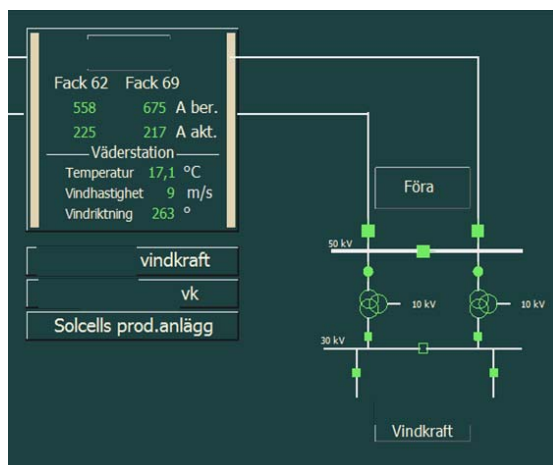
4.1 TILLÄMPNING: OPERATÖRSINFORMATION I DRIFTCENTRAL

4.1.1 Bakgrund

Ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan understödja en operatör med information för bedömning av överföringsförmåga i nätet. I denna tillämpning ges en operatör stöd för sin bedömning av överföringsförmåga med hjälp av information om ampacitet implementerad i SCADA. Redan idag accepteras under vissa omständigheter en högre temperatur på ledningen under drift. Detta kan vara i samband med driftomläggning som kan vara planerad eller oplanerad. Vid en incident i nätet där omläggning av drift behöver göras utgör detta en slags dynamisk belastbarhetsuppskattning av en driftoperatör.

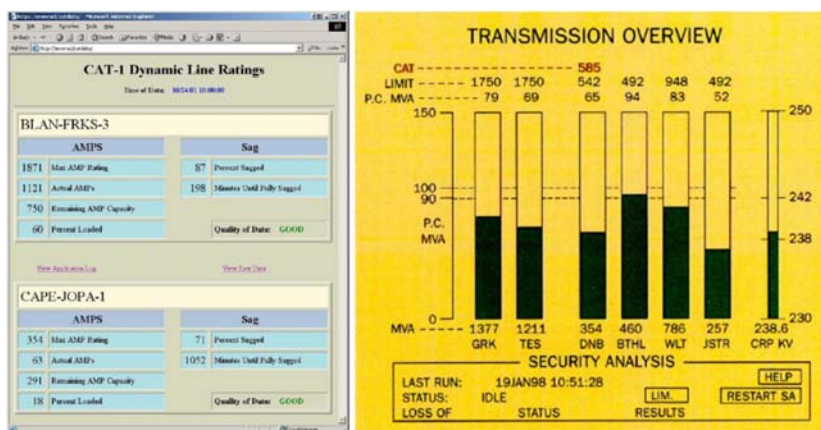
Även när ett elnät är tungt belastat så kommer en majoritet av ledningarna att vara betydligt lägre belastade än vad de är dimensionerade för. Detta eftersom att ett elnät måste vara förberett att hantera alla troliga riskhändelser, normalt kategoriserade som (N-1). Om en händelse uppstår måste nätet återgå till sitt normala drifttillstånd inom 15-30 minuter. Därför kan en operatör vanligtvis inte nyttiggöra ytterligare kapacitet i nätet [2].

Information om ampacitet kan integreras i SCADA utan att använda leverantörens specifika användargränssnitt. I SCADA kan information om ampacitet då utgöra grund för larmgränser. Detta gör att operatören kan få stöd för sin uppfattning av nuvarande nätsituation och göra en mer informativ bedömning inför driftläggningen och eventuellt beslut att i nödsituation koppla bort last eller produktion. Ett exempel på användargränssnitt visas i Figur 27.



Figur 27 Gränssnitt för information om dynamisk belastbarhet integrerad i SCADA

Information om ampacitet kan också tillgodoses genom att man använder leverantörens specifika användargränssnitt. Några exempel på gränssnitt till tillverkarnas system för tillämpning av dynamisk belastbarhet visas i Figur 28.



Figur 28 Gränssnitt från tillverkare av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet [2]

Att tillgå separata system för att få dynamisk belastbarhet i en onormal driftsituation är inte att rekommendera då det tar bort driftoperatörens fokus från SCADA. Då stressnivån ökar vid onormal drift ökar också sannolikheten för feltolkning av information. Sannolikhet för feltolkning ökar också om för mycket information görs tillgänglig för en operatör på ett icke ergonomiskt sätt.

4.1.2 Människan i systemet

Systemoperatörer kan ha ett visst motstånd mot att ta till sig system för tillämpning av dynamisk belastbarhet då ökad utnyttjandegrad av nätet inte har lika hög prioritet som att hålla systemet stabilt. Incitament för operatörerna att ta till sig tekniken kan därför saknas. Ekonomiska motiv att använda system för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan här också ses som underordade nätets stabilitet. Alla förändringar i systemets begränsningar har ekonomisk påverkan på aktörer i en öppen energimarknad. Därför måste en operatör ta beslut som inte ger fördelar till någon specifik part [2]. Det är också viktigt att data är säker och noggrann när den kommer in i kontrollrummet. Om förtroendet för data från system för tillämpning av dynamisk belastbarhet är skadad så innebär det ett hinder för ett framgångsrikt system [29].

Potential för storskalig implementering av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet försvåras om operatören blir en "flaskhals" för mängden information som kan behandlas. Om hög tillförlitlighet finns kan information om dynamisk belastbarhet istället behöva integreras på ett automatiskt sätt i SCADA och larma operatör om gränsvärden överskrids eller information bedöms ej tillförlitlig.

4.1.3 Risker vid olika fall av ampacitet

I detta avsnitt görs en genomgång av vad som kan inträffa vid felaktig information om ampacitet till operatör i driftcentral.

Inget värde på ampacitet:

Vid avsaknad av ampacitetsvärde från systemet kan operatören göra en uppskattning. Denna uppskattning bör kunna göras bättre efter erfarenheter med system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Möjligen finns det en risk att en operatör med intryck av att "det brukar vara mycket högre dynamisk belastbarhet" skulle kunna tillåta för mycket effekt. Därmed skulle sannolikheten att överskrida säkerhetskrav öka. Figur 2 visar att ledningens faktiska ampacitet kan vara lägre än ledningens statiska gräns.

En del produkter har inbyggt i sin funktion att inte leverera data när strömmen i ledningen är för låg. I dessa fall finns ingen risk för överbelastning och det är viktigt att genom t.ex. användning av SCADA systemets strömmätning tydligt skilja detta fall för operatören från övriga fall. Det är därför också viktigt att operatören är bekant med systemet för att mäta dynamisk belastbarhet för att kunna kategorisera driftstatus på mätsystemet. Ett felaktigt lågt värde på ampacitet som leder till att nätet ej utnyttjas optimalt kan leda till att operatören tappar förtroende för tekniken och väljer att inte längre använda den.

För att hantera situationer där inget värde på ampacitet finns att tillgå bör systemet byggas så att t.ex. larm undertrycks för låga flöden i ledningen. Redundans kan också beaktas med samma eller annan metod för att uppskatta överföringsförmåga.

För lågt värde på ampacitet

Ett för lågt rapporterat värde på ampacitet innebär i regel ingen säkerhetsrisk från en operatörs perspektiv. Ett felaktigt lågt värde på ampacitet som leder till att nätet ej utnyttjas optimalt kan dock leda till att operatören tappar förtroende för tekniken och väljer att inte använda den.

Innan förtroende för tekniken har etablerats kommer troligen ett värde på ampacitet att användas konservativt.

För högt värde på ampacitet

Vid ett för högt rapporterat värde på ampacitet finns risk att bryta mot elsäkerhetsföreskrifter och få ett för stort nedhång samt eventuellt överbelasta apparater i nätet. Då denna risk föreligger behöver operatören kunna styra ned produktion eller last genom ett system som är oberoende av systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Detta kan t.ex. vara genom att överströmsskydd löser ut. Risken blir då en ekonomisk risk för ägaren av produktion eller förbrukning.

En annan följd av överskattat värde på ampacitet kan vara att ledningen regelbundet används vid högre temperatur än den dimensionerats för med ökade förluster som följd. I extremfallet kan ledningens temperatur överskridas så till den grad att ändrade materialegenskaper skadar ledarna. Detta anses dock inte troligt under nordiska driftförhållanden då den dimensionerande temperaturen i Sverige är långt under de ca 100°C som krävs för ändrade materialegenskaper.

Ett felaktigt högt värde på ampacitet som leder till tillbud eller onödig bortkoppling/överbelastning skulle också kunna leda till att operatören tappar förtroende för tekniken och väljer att inte längre använda den.

Rätt värde på ampacitet

Ett korrekt värde på ampacitet kan fortfarande leda till en risk om det används på ett felaktigt sätt. Då värdet på ampacitet endast beskriver värdet för ledningen kan det medföra risker för antagande om liknande marginaler i andra ledningar i nätet som inte utsätts för samma vindriktning och vindstyrka i

ledningsgatan. Vid användning av ett högt värde på ampacitet är det också viktigt att skyddskoordinering utförs för att eliminera risken för att överströmsskydden löses ut.

4.2 TILLÄMPNING – NÄTVÄRN MED PRODUKTIONSLEDSTYRNING

4.2.1 Bakgrund

En vindpark befinner sig ofta i utkanten av elnätet. Det kan innebära att ledningarnas överföringsförmåga inte är dimensionerade för att ta emot effekt från en vindpark. En utbyggnad av nätet kan vara kostsamt. Samtidigt vet man att avkylning av luftledningen troligen kommer vara stor i detta fall då det finns ett starkt samband mellan förekomst av vind vid vindkraftverk och närliggande ledningsgator. I denna tillämpning används data från ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet som insignal till ett nätvärns beräkningsalgoritm för automatisk produktionsnedstyrning.

Det yttersta ansvaret för att inte överstiga tillåtet nedhäng ligger dock alltid ytterst på nätägaren. Varje användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet som ökar vindkraftproducentens produktion (och därmed även nätbolaget inkomster från transfereringsavgifter) måste göras med bibehållen säkerhet.

4.2.2 Exempel på system

Ett exempel på ett system för nätvärn med produktionsnedstyrning redogörs i [30].

- Vindkraftparken kommer att styras ner automatiskt om temperaturen på någon av ledningarna överstiger 50°C eller om strömmen i någon av ledningarna överstiger tillåten nivå.
- Vid fel på utrustning i systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet går parken ner till ett förinställt börvärde: 30 MW på sommaren, 40 MW på höst/vår och 48 MW på vintern.
- Vid skickad signal om nedstyrning men utebliven nedstyrning kommer det skickas en snabbnedstyrningssignal till parken när ledningstemperaturen når 65 grader.
- Om det vid skickad signal om snabbnedstyrning inte blir nedstyrning kommer det efter 10 minuter och 70 grader på linan att skickas en signal som slår från brytarna.

4.2.3 Feltolerans

För att försäkra sig mot utebliven nedstyrning av produktion krävs ett säkerhetssystem. Det innebär att olika värden på ampacitet används. Vid hög vindproduktion och uteblivet ampacitetsvärde från systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan ett högre statiskt värde på överföringsförmåga antas. Detta då det finns en hög korrelation mellan vindhastighet vid vindparken och i ledningsgatan. Ett antagande om t.ex. 2 m/s vind istället för 0,6 m/s i det dimensionerande fallet har t.ex. använts av Vattenfall.

För att bygga ett redundant system måste logik inkluderas i nätvärn innan information om belastbarhet introduceras. Vid kraftigt avvikande värden på dynamisk belastbarhet måste systemet automatiskt återgå till ett annat värde. Detta kan genomföras genom att nätvärdet uppgraderas för att inkludera validering om ampacitet befinner sig inom ett acceptabelt område. Som alternativ till att installera två system för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan kontroll också utföras mot strömvärde i SCADA och/eller mätning av temperatur eller vindhastighet.

Vissa produkter levererar ej data när för strömmen i ledningen är för låg. För att öka feltolerans i systemet är det viktigt att genom t.ex. användning av SCADA information skilja detta fall från övriga fall av felfunktion där produktionsnedstyrning kan behövas av säkerhetsskäl.

4.2.4 Risker vid olika fall av ampacitet

I detta avsnitt görs en genomgång av vad som kan inträffa vid felaktig information om ampacitet i fallet nätvärn med produktionsstyrning.

Inget värde på ampacitet:

Det är viktigt att vid driftstatusen "inget värde på ampacitet" säkerställa att säkerhetsföreskrifter fortfarande följs. Detta kan inträffa då till exempel energi till mät don är slut. Därför krävs en möjlighet till att redundant bedöma ledningens belastbarhet eller återgå till statiska värden. Detta gör att vindparken ej sänker sin produktion trots att kapacitet finns.

För lågt värde på ampacitet

Ett för lågt rapporterat värde på ampacitet innebär ingen säkerhetsrisk. Det kan dock medföra en ekonomisk risk för vindparksägaren eftersom att den fulla överföringsförmågan inte kan utnyttjas.

För högt värde på ampacitet

Vid ett för högt värde finns risk att bryta mot elsäkerhetsföreskrifter och få ett för stort nedhäng samt överbelasta apparater i nätet. Då denna risk föreligger behöver elnätsägaren kunna skydda övrigt nät, oberoende av systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Detta kan t.ex. vara genom att överströmsskydd löser ut vindkraftparken. Risken blir då produktionsbortfall för vindparksägaren.

En annan följd av överskattat värde på ampacitet kan vara att ledningen regelbundet används vid högre temperatur än den dimensionerats för med ökade förluster som följd. I extremfallet kan ledningens temperatur överskridas så till den grad att ändrade materialegenskaper skadar ledarna. Detta anses dock inte troligt under nordiska driftförhållanden då den dimensionerande temperaturen i Sverige är långt under de ca 100°C som krävs för ändrade materialegenskaper

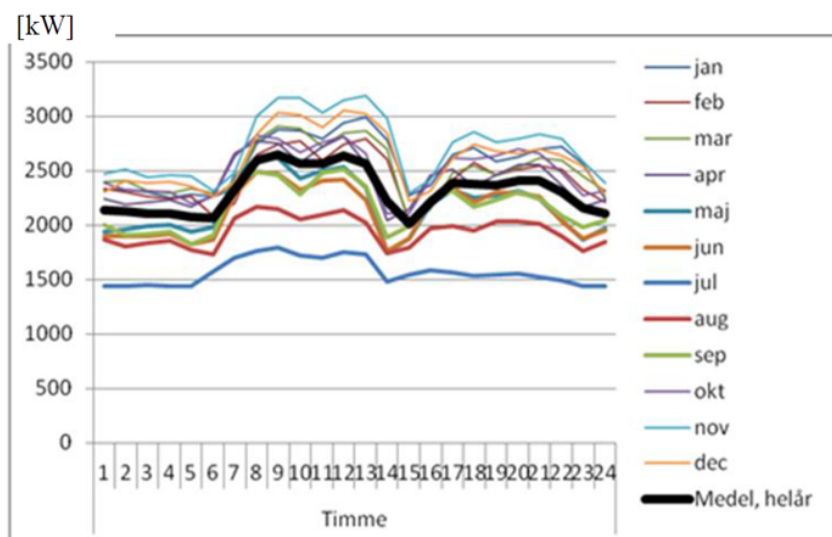
Rätt värde på ampacitet

Ett korrekt värde på ampacitet för luftledningen kan vid stark avkylning vara flerfaldigt högre än tidigare säsongsgrens för överföringsförmågan. Därmed kan ett korrekt värde på ampacitet vara högre än värdet en transformator eller någon annan komponent är dimensionerad för. Den maximalt tillåtna överföringseffekten från ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet får därför inte vara högre än vad transformator eller någon annan komponent som är "nästa flaskhals" i systemet tål. Vid användning av ett högt värde på ampacitet är det viktigt att skyddskoordinering utförs för att eliminera risken för att överströmsskydden löses ut. Dessa två faktorer diskuteras mer i Kap. 5.3.

4.3 TILLÄMPNING – LASTSTYRNING, STOR KONSUMENT

4.3.1 Bakgrund

I denna tillämpning används ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet för att beräkna överföringsförmågan i ett nät med hög förbrukning. När belastningsförmågan överskrids måste förbrukningen minska. Gruvor är en lämplig tillämpning för system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. De har typiskt en genomsnittlig elförbrukning mellan 3 och 20 MW och en tydlig dag och säsongsvariation i förbrukningen som är störst då sprängdamm ska ventileras ut (se Figur 29).



Figur 29 Effektvariationer över dygnet för en gruva i Västerbotten

I denna tillämpning ska den beräknade belastningsförmågan kommuniceras till gruvans SCADA och eventuellt även till elnätägarens driftcentral. Möjligheten till integration och samstyrning med gruvans processtyrning är avgörande och därför behövs ett predikterat värde på dynamisk belastbarhet. Vindhastighet och riktning, vilket är den största faktorn vid avkylning av ledning, kan förutsägas 1 till 4 timmar i förväg [4]. Variationer på under 5 till 15 minuter påverkar däremot inte direkt ledningens nedhäng på grund av termisk tröghet. Det är därför styrning på denna tidskala som behövs i den elintensiva processen.

4.3.2 Exempel på system

Ett verkligt scenario hämtat från ett pågående Vinnova projekt [31] demonstreras här: En gruva är ansluten till nätet med en luftledning som begränsar dess effektuttag. Här finns ingen produktion som kan reduceras som i tillämpningen "Nätvärn med produktionsnedstyrning". Istället måste förbrukningen i gruvan anpassas efter den tillåtna överföringsförmågan från nätbolaget. Genom att införa ett system för att beräkna den momentana och förväntade överföringsförmågan kan marginalen ofta, men inte alltid, ökas. Systemet skulle bestå av flera delar:

- Dynamisk belastbarhetsmätning av luftledning(ar)
- Information om belastbarhet i förbrukarens styrsystem (SCADA) samt möjlighet att kunna minska förbrukning och/eller flytta del av förbrukningen i tid.
- System hos nätägaren för att garantera att säkerhetsföreskrifter ej överskrids om lastreducering hos förbrukaren misslyckas.

Det största bidraget till gruvans elförbrukning är uppvärmning och framdrift av friskluft, pumpning av vatten och eventuell malmanrikning vid anläggningen. Elförbrukning följer i regel ett känt dagligt förbrukningsmönster som avgörs av tidpunkterna för sprängning. Det förekommer stora elinstallationer som elpannor för uppvärmning av tilluft. Ventilation och pumpar kan tillfälligt styras ner utan att luftkvalitet eller vattennivå i gruvan direkt överskrider gränsvärden. Då det finns stora möjligheter att styra gruvans elförbrukning kan användning av system för dynamisk belastbarhet medföra att gruvan kan maximera det som idag är flaskhalsen, ledningen, och därigenom öka gruvbrytning och anrikning.

I detta scenario vet man dagen innan:

- Schema för arbete i gruvan ur vilket elförbrukningen kan uppskattas
- Förväntad vind och temperatur under dygnet
- Normal effektvariation i omgivande nät

Däremot finns osäkerhet i:

- Effektuttag närmaste timmen från gruvan och omgivande nät
- Ledningars momentana överföringskapacitet (beror främst från vindriktning och styrka i ledningsgata)
- Exakt timme för när förväntade vindhastigheter inträder

Under ogynnsamma väderförhållanden med låg avkylning av matande luftledningar är det alltså gruvans SCADAs uppgift att anpassa förbrukningen efter den beräknade belastbarheten.

4.3.3 Allmänna risker / hinder

En gruvägare kan inte överta ansvaret för att säkerställa att elsäkerhetsföreskrifter efterföljs. Det yttersta ansvaret och möjlighet att koppla ifrån last ligger hos elnätsbolaget. Hos elnätsbolaget kan det därför finnas hinder mot införande av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet liknande dom som beskrivs i Kap. 4.1.

Dessutom kan användande av dynamisk belastbarhet innebära en viss tröskel för operatören av gruvans processer då de inte har kunskap eller förståelse för när ledningen följer elsäkerhetsföreskrifter. Detta ligger utanför gruvans kärnverksamhet och kan därför ses som främmande och information om hur man behandlar data för dynamisk belastbarhet behöver integreras i organisationen. Hög tilltro till förutspädd data krävs även för att schemalägga aktiviteter utifrån när effekt finns tillgänglig. I det fall där det redan förekommer reducering av förbrukning på grund av statiska effektbegränsningar är steget att tillämpa system för dynamisk belastbarhet dock troligen mindre eftersom den nya gränsen för effektuttaget generellt blir högre än den gamla.

4.3.4 Risker vid olika fall av ampacitet

I detta avsnitt görs en genomgång av vad som kan inträffa vid felaktig information om ampacitet i fallet nätvärn med laststyrning. Då en stor del av riskerna vid denna tillämpning är samma som Kap. 4.2 bör även dessa studeras.

Inget värde på ampacitet:

Det är viktigt att vid driftstatusen "inget värde på ampacitet" säkerställa att säkerhetsföreskrifter fortfarande följs. Detta kan inträffa då till exempel energi till mätton är slut. Därför krävs en möjlighet till att redundant bedöma ledningens belastbarhet eller återgå till statiska värden. Detta gör att gruvan ej sänker sin produktion trots att kapacitet finns.

För lågt värde på ampacitet

Ett för lågt rapporterat värde på ampacitet innebär ingen säkerhetsrisk. Det kan dock medföra en ekonomisk risk för gruvägaren eftersom att den fulla överföringsförmågan inte kan utnyttjas.

För högt värde på ampacitet

Vid ett för högt värde finns risk att bryta mot elsäkerhetsföreskrifter och få ett för stort nedhäng samt överbelasta apparater i nätet. Då denna risk föreligger behöver elnätsägaren kunna skydda övrigt nät, oberoende av systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Detta kan t.ex. vara genom att överströmsskydd löser ut gruvan. Risken blir då produktionsbortfall för gruvägaren.

En annan följd av överskattat värde på ampacitet kan vara att ledningen regelbundet används vid högre temperatur än den dimensionerats för med ökade förluster som följd. I extremfallet kan ledningens temperatur överskridas så till den grad att ändrade materialegenskaper skadar ledarna. Detta anses dock inte troligt under nordiska driftförhållanden då den dimensionerande temperaturen i Sverige är långt under de ca 100°C som krävs för ändrade materialegenskaper

Risken blir produktionsbortfall för gruvan. Initialt är denna risk inte större än utan system för tillämpning av dynamisk belastbarhet, men risken ökar med ökad elförbrukning.

Rätt värde på ampacitet

Ett korrekt värde på ampacitet för luftledningen kan vid stark avkylning vara flerfaldigt högre än tidigare säsongsgrens för överföringsförmågan. Därmed kan ett korrekt värde på ampacitet vara högre än värdet en transformator eller någon annan komponent är dimensionerad för. Den maximalt tillåtna överföringseffekten från ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet får därför inte vara högre än vad transformator eller någon annan komponent som är "nästa flaskhals" i systemet tål. Vid användning av ett högt värde på ampacitet är det viktigt att skyddskoordinering utförs för att eliminera risken för att överströmsskydden löses ut. Dessa två faktorer diskuteras mer i Kap. 5.3.

5 Diskussion

Följande text har tagits fram i samarbete med referensgrupp.

5.1 PLACERING AV MÄTSENSORER

Korrekt placering av mätsensorer är en viktig del av installationen av ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Hur ledningen ser ut och vilken avkylning som kan förväntas i olika spann är avgörande för om nedhäng riskerar att överskridas under hög belastning. Tid bör läggas på att identifiera kritiska nedhäng och se till att ledningen är åtkomlig för installation av mätton. Vanligt förekommande är begränsningar med avseende på:

- Typ av ledning
System för användning av dynamisk belastbarhet är mest lämplig för luftledningar där god avkylning från vind kan erhållas.
 - Finns kritiskt spann där nedhänget är större eller där följderna av överskridet nedhäng skulle vara allvarigare? Det kan t.ex. vara en korsning över en trafikerad väg. I det fallet där endast nedhäng i ett eller några få kritiska spann är viktig att övervaka kan en direkt frihöjdmätning utan temperaturmätningar eller ampacitetsberäkningar övervägas.
 - Finns hängisolatorer med långa sammanhängande mekaniska sektioner mellan vilka ledarna kan fördela sina anspänningskrafter och därmed utjämna nedhäng mellan flera spann? Då kan användning av anspänningsmätning övervägas för att få ett representativt mått på dynamisk belastbarhet över en längre sträcka än vad t.ex. lokal temperaturmätning i enskilda spann kan uppnå.
 - Finns dåliga skarvar på fasledarna som har fått förhöjd resistans? Med ökad utnyttjande av ledningen vid införande av dynamisk belastbarhet kommer medeltemperaturen (men inte max temperaturen) av ledaren att öka över året. Kan detta få följder som ökad slitage som motiverar utbyte i förtid? Man kan resistansmäta skarvarna innan installation för att kartlägga detta.
 - Är det aktuellt att byta ut fasledarna för att därmed öka överföringsförmågan? Då kan ett alternativ till dynamisk belastbarhetsmätning vara användning av ledare med större area eller HTLS (High Temperatur Low Sag) ledare. Utbyte med ledare med integrerade kommunikationsfiber öppnar även upp för att mäta temperaturprofilen längs hela ledningen med OPPC (Optical Phase Conductor).
- Temperaturmässiga "hot spots" bör tas i åtanke. Mätsensorer bör placeras på ledningens extrema temperaturpunkter om dessa kan innebära att säkerhetskrav överstigs. Temperaturen i en ledning kan skilja sig upp till 12°C på 50 m [4]. Det bör därför kartläggas på plats om topologi och växtlighet gör att avkylning från vind kan förväntas vara högre eller lägre i det tänkta spannet för installationen.
- Placering av väderstation. Målet är att väderstationens mätdata ska vara representativ för det spann där nedhäng önskas erhållas. En lågt placerad väderstation underlättar hanteringen och kan installeras utan fara för att komma åt fasledarna, men en väderstation på samma höjd som ledarna ger mer representativa värden. Vid placering av väderstation på t.ex. transformatorstation bör man beakta att vindhastighet och vindriktning kan skilja sig från ledningsgatan.
- Räckvidd för kommunikation. Kommunikation mellan mätsensorer och basstation kan ske med olika tekniker som Bluetooth, GPRS (mobilnät) eller radio. För varje teknik är räckvidden olika och behovet av "fri sikt" varierar. Det finns begränsningar för hur stark radiosignal som får skickas ut och i vissa fall kan det behövas repeaters efter ledningsgatan för att leverera data från mättonet till uppsamlingsenhet. Om det finns fiber framdraget i

ledningsgatan kan tillgången på skarvskåp där kommunikationsnät kan komma åt också avgöra lämplig placering för sensorer,

- Tillgång till driftspänning. Vanligt är att väderstationer och mätsensorer kan drivas med batterier som laddas med solceller. I Nordiskt klimat finns det stor risk att solinstrålningen är otillräcklig på vintern eller att solceller täcks av snö under långa perioder. Därför kan strömförsörjning av basstationer och även för uppvärmning av vindmätare och andra sensorer behövas. Då begränsas uppsättning till var det finns tillgång till 400 V lokalmatning. Om lokalmatning ansluts måste hänsyn tas till att uppfylla kravet på spänningssättning vid fel på högspänningsledningen. Detta är speciellt viktigt i det direktjordade nätet.
- Anslutning till nätbolags driftnät. Kommer sensorer direkt kunna anslutas till företagets skyddade nätverk eller måste kommunikation gå via publika nät? Behöver brandväggar installeras för att få in data till driftcentralen? IT och IT-säkerhetsaspekter kan också ha avgörande betydelser för val av system för dynamisk belastbarhetsmätning och bör diskuteras i samband med upphandling.

5.2 MAXIMALT DRIFTVÄRDE

När uträknad ampacitet används bör ett högsta tillåtet strömvärde definieras. Under gynnsamma väderförhållanden är det möjligt att en lednings verkliga överföringsförmåga kan vara 2 till 3 gånger högre än ett statistiskt säsongsvärde (se Figur 2). I dessa fall är det möjligt att överföringsförmågan begränsas av något annat än luftledningens nedhäng. Det kan vara transformatorer eller apparater anslutna till ledningen. Det är även viktigt att beakta eventuella kablar etc. som kan finnas mellan ledningens ända och t.ex. en vindturbin. Det högsta tillåtna strömvärde för övriga komponenter (förutom luftledningen) sätts till ledningens begränsning. Framräknat värde på ampacitet tillåts inte överstiga detta värde. För att få fram detta begränsande värde bör man studera märkplåtarna för transformatorer, apparater och kablar.

För att få ett stabilt system som inte i onödan löser ut ledning eller initierar t.ex. produktionsnedstyrning kan genomsnittliga ampacitetsvärden över en längre tidsperiod och filtrering av enstaka höga ampacitetsvärden användas. Eftersom att den termiska trögheten i ledningen är ungefär 5-20 minuter (se Kap. 1.2.3) hinner inte ett kortvarigt högt värde påverka nedhäng. Detta är också möjligt utan väsentligt ökad risk för apparater i nätet då termisk överbelastning av exempelvis en transformator är ett relativt långsamt förlopp. Som exempel är rekommendationen för inställning av en transformators kortslutningsskydd 2 gånger märkström under 30 minuter och 5 gånger märkström för 50 sekunder [32].

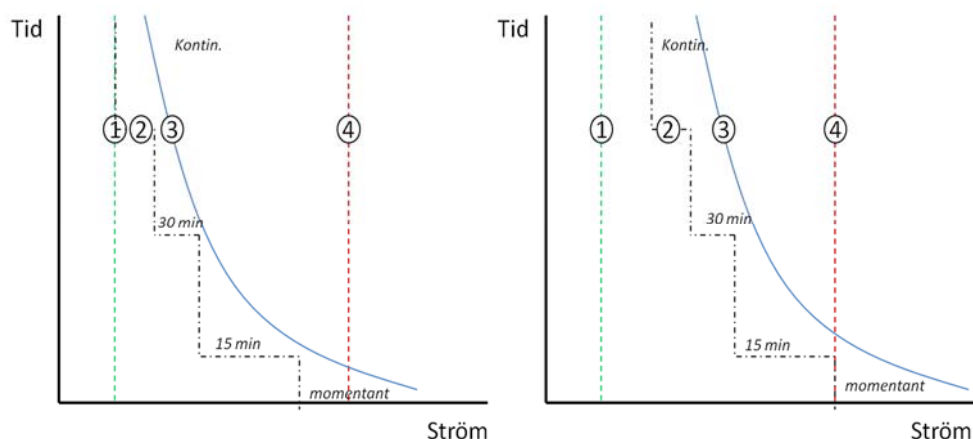
5.3 RELÄSKYDDSKOORDINERING

Selektivplaner är ofta framställda så att det finns en överensstämmelse mellan ledningens statistiska överföringsförmåga och inställningar för överströmsskydden. I dessa fall är det troligt att införande av dynamisk belastbarhet medför att reläskydden måste ställas om för att undvika att ledningen löses ut när systemet för dynamisk belastbarhet tillåter att strömmen överstiger den statistiska gränsen.

För att hantera detta är den enklaste ansatsen att ställa upp överströmsskydden högre än den maximalt tillåtna strömmen i luftledningen. Därmed kan överströmsskydden inte fungera som ett effektivt reservskydd i de fall t.ex. produktionsnedstyrning uteblir vid begränsad överföringsförmåga. Ett sådant fall skulle då under ogynnsamma väderförhållanden kunna medföra att gränsvärdena om nedhäng överstigs.

För att fungera som reservskydd för dynamisk belastbarhet ska inställningen av överströmsskydden kontinuerligt anpassas till den momentana ampaciteten. Ett sätt att uppnå detta är att använda reläskyddens möjligheter att ändra inställningsgrupper genom ett externt kommando. Mellan den statistiska gränsen för överföringsförmåga (som kan vara flera säsongsvärden) och den maximalt tillåtna strömmen bör ett antal steg definieras. När ampaciteten rör sig utanför ett definierat intervall aktiveras en ny inställning. Normalt har överströmsskydden en inverstidskaraktistik som medför att en högre

ström tillåts under en begränsad tid. Även ampaciteten kan beräknas med olika strömvärden för olika tidsperspektiv. Då kan ett högre värde tillåtas under t.ex. 15 minuter än vad som tillåts kontinuerligt. Detta tidsberoende av ampaciteten kan representeras av en inverstidskurva eller som diskreta steg i en tid-ström graf. Inverstidskaraktistik ger också en tidsfördröjning som ger t.ex. vindkraftparken tid att styra ner sin produktion innan överströmsskydd löses ut. Principen för samordning mellan dynamisk belastningsförmåga och överströmsskydd visas i Figur 30



Figur 30 principen för reläskyddskoordinering med överströmsskydd med olika setting grupper. Till vänster ampacitet och överströmsskyddets inverstidskaraktistik vid låg dynamisk belastbarhet. Till höger vid hög dynamisk belastbarhet.

Förklaring till figur:

1. Statiskt värde på överströmsskydden baserat på ledningens överföringsförmåga utan avseende på dynamisk belastbarhet
2. Framräknad ampacitet för olika tidsvärden
3. Överströmsskyddets inverstidskaraktistik
4. Maximal tillåten ström i andra komponenter

Tillämpning av system för dynamisk belastbarhet kan i vissa fall ge värden som inte återspeglar en ledares termiska tidkonstant korrekt. Värdet på ampacitet kan då variera kraftigt och fluktuera under t.ex. en vindby. För att undvika onödigt många ändringar av inställningar är det viktigt med ett väl definierat dödband och även filtrering och medelvärdesbildning av framräknat ampacitetsvärde.

Reläskyddskoordinering med dynamisk belastbarhet bör ägnas mycket uppmärksamhet. Överströmsskyddets ska fungera som reserv för utebliven respons på produktionsnedstyrning eller lastfrånkoppling. I detta fall kan det vara att föredra att ersätta existerande överströmsskydd med ett reläskydd som med väderdata uppskattar en överföringsförmåga i realtid. Fältförsök på Öland av E.ON Elnät har visat god samstämmighet mellan USI Power Donut och Alstom MiCOM P341. Genom att låta reläskyddet få en dynamisk inställning som är hög men begränsat av ett maxbelopp kan reservfunktion uppnås om t.ex. en vindpark inte styr ned när det behövs. Reläskyddet kommer då som sista åtgärd att koppla bort ledningen. Samtidigt minskar den dynamiska inställningen av skydden den ekonomiska risken för vindparksägaren. Detta då ett fel på mätning av dynamisk belastbarhet inte medför att produktionen måste styras ned hela vägen till ett statiskt säsongsvärde som inte tar hänsyn alls till ledarens avkylning vid hög vindproduktion.

5.4 ALLMÄNNA RISKKÄLLOR

System för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan som beskrivits utformas på en rad olika sätt och de olika tillverkarna använder olika metoder. Det finns dock ändå ett antal risker med system för tillämpning av dynamisk belastbarhet som inte kan kopplas till de specifika metoderna utan kan ses som allmänna. Brister i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan ofta kopplas ihop med den höga inlärningskurvan vid installation och användning. Detta kan mycket väl vara ett större hinder än design eller kvaliteten i tekniken [29].

Tidigare fallstudier har visat att ofta skickas en tekniker ut i fält för att undersöka varför man får dålig data då det från kontrollrummet kan vara svårt att identifiera om det handlar om låga lastnivåer, felaktigheter i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet eller kommunikationsproblem som skapar "hål" i dataserier. Detta tillför ytterligare komplexitet i riskbedömningen av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet eftersom man inte vet vilken typ av riskhändelse som har inträffat [29].

Ett annat problem som kan anses vara generellt handlar om att förse system för tillämpning av dynamisk belastbarhet med energi. Ofta försörjs enheterna med energi genom induktion av ledning vilket kräver viss överförd effekt i ledningen. I andra fall används solpaneler eller batterier. Solpaneler kan falla på grund av problem som vind och snö och även monteringen kan ta skada eller gå sönder. Ibland har solpaneler helt enkelt visat sig undermåliga eftersom att de inte har levererat tillräckligt med ström för att driva utrustningen som det är tänkt.

En viktig lärdom är också att många system för tillämpning av dynamisk belastbarhet inte kan identifiera laster som understiger 20 till 30% av dimensionerad ström. Detta är i regel inte ett problem med nedhänget men datasystemet bör vara redundant och ha olika möjligheter att bestämma ampacitet eller återgå till en statisk gräns då data saknas för att göra en realtidsbedömning.

System för dynamisk belastbarhet är inte helt utbytbara eftersom att de bygger på olika principer. Utan automatiska system är det viktigt att resultat från mätningar och uppskattning av relevanta parametrar visas på liknande sätt. Detta för att minska inlärningsströskel och risk för feltolkningar

5.5 IT-SYSTEM SAMT INTEROPERABILITET

System för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan skapa en direkt kommunikationskanal in i kontrollrummet. Därför bör IT-säkerhet beaktas och krav på hur och vilken sorts information som överförs ställas redan under upphandlingsfasen [29].

De flesta tillverkare idag har egna lösningar och gränssnitt för hur data tillgodogörs. Några tillverkare kunde rapportera mätdata enligt protokoll men ingen standardisering av själva informationsinnehållet, med t.ex. standardiserad representation av överföringsförmåga på olika tidskalor, kunde hittas. Detta skulle kräva mer än standardiserade protokoll utan också standardiserade informationsinnehåll så som erbjuds av IEC 61850 eller CIM (IEC 61968 / IEC 61970). Det är här viktigt att verka för interoperabilitet där system från olika tillverkare kan rapportera upp information till driftcentral eller nätvärnsautomatik på liknande format. Annars blir integrationskostnaden för storskalig implementering av DLR längs flera ledningar i ett nät onödigt hög när flera tillverkares system ska användas. Nätföretagen riskerar därmed att bli låsta till en leverantör som även levererar alla kringssystem för datahantering och analys.

6 Slutsats

En fungerande metodik för analys av risker vid användning av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet har tagits fram baserat på IEC 61508. Risk bör analyseras både för systemet för dynamisk belastbarhet och hur information om ampacitet och nedhäng tillämpas. En stor risk från ett system för dynamisk belastbarhet kan begränsas genom att risken identifieras och känslighet och påverkan på tillämpningen som använder information om dynamisk belastbarheten minskas.

6.1 SYSTEM FÖR DYNAMISK BELASTBARHET

Samtliga undersökta system för tillämpning av dynamisk belastbarhet når upp till den gräns om +/- 20cm noggrannhet för beräkning av nedhäng som har använts som riktlinje i denna studie. Denna

riktlinje har baserats på Cigrés rekommendationer [2]. I två av fallen kan dock lokala variationer i mätstorhet (ledarens ytttemperatur och lokal vindhastighet i ledningsgatan) variera så mycket inom ett spann att en felaktig placering av mätton gör att en uppskattning av nedhäng kan hamna utanför noggrannhetskravet. Nedhänget i ett spann avgörs däremot inte av den maximala uppvärmningen ("hot spots") inom ett spann utan medelvärdet i respektive mekaniska sektion inom vilket anspänningskrafter kan utjämnas.

Trots godkänd noggrannhet är inget system för tillämpning av dynamisk belastbarhet utan risker. Dessa risker har kartlagts och analyserats utförligt för åtta olika individuella system. Riskkällor för system bör analyseras innan installation genomförs. Detta är särskilt viktigt för dynamisk belastbarhet där det finns ett stort antal olika tillverkare med vitt skilda metoder för att uppskatta en lednings överföringsförmåga. De specifika förhållandena så väl som hur informationen om överföringsförmåga ska användas behöver beaktas vid varje installation. För att hjälpa elnätsföretag i deras bedömning har riskmatriser för åtta olika system samt två generella metoder utvecklats samt deras inverkan på olika tillämpningar analyserats.

Vissa metoder kan ha problem med tillgänglighet. T.ex. kan ett mätton som tar sin energi från ledningen sluta att fungera då strömmen genom ledning är låg. Detta behöver i sig inte vara ett problem eftersom att överförd effekt i ledningen då är låg. Det kan dock vara en riskkälla för tillämpningen om situationen inte hanteras på ett bra sätt.

6.2 TILLÄMPNING AV DYNAMISK BELASTBARHET

System för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan bygga på ett samspel mellan till exempel en vindpark och en nätägare. Det är dock alltid nätägaren som ansvarar för att säkerhetsföreskrifter följs. Följderna av ett fel i ett system för tillämpning av dynamisk belastbarhet drabbar dock olika aktörer olika beroende på tillämpning.

Om värde på ampacitet saknas från system för dynamisk belastbarhet är det viktigt att säkerställa att säkerhetsföreskrifter följs. Därför krävs möjlighet att på annat sätt bedöma ledningens belastbarhet eller återgå till statistiska värden.

Om värde på ampacitet är för lågt innebär det ingen säkerhetsrisk. Det kan dock medföra en ekonomisk risk om full överföringsförmåga ej kan utnyttjas.

Vid ett för högt värde finns risk att bryta mot elsäkerhetsföreskrifter och få ett för stort nedhäng samt överbelasta apparater i nätet. Då denna risk föreligger behöver elnätsägaren kunna skydda övrigt nät, oberoende av systemet för tillämpning av dynamisk belastbarhet.

Ett korrekt värde på ampacitet för luftledningen kan vid vissa tillfällen vara flerfaldigt högre än tidigare gräns för överföringsförmågan. Därmed kan ett korrekt värde på ledningens ampacitet vara högre vad en transformator eller någon annan komponent är dimensionerad för. Den maximalt tillåtna ampaciteten får därför inte vara högre än vad "nästa flaskhals" i systemet tål.

Vid fall där operatören har stor kontroll över hur värde på ampacitet tillämpas är operatören också en väsentlig del för lyckat system. Brister i system för tillämpning av dynamisk belastbarhet kan i dessa fall ofta kopplas ihop med den höga inlärningskurvan vid installation och användning. Detta kan vara ett större hinder än design eller kvaliteten i tekniken.

Potential för storskalig implementering av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet försvåras om operatören blir en "flaskhals" för den mängd information som kan behandlas. Om hög tillförlitlighet finns kan information om dynamisk belastbarhet istället integreras på ett automatiskt sätt i SCADA.

6.3 BEHOV AV VIDARE STUDIER

Denna rapport har visat att inget system för tillämpning av dynamisk belastbarhet är utan risker (trots godkänd noggrannhet vid beräkning av nedhäng). För att vidare kunna jämföra de olika metoderna mot

varandra, och bedöma nya metoder som introduceras på marknaden, föreslås en systematisk jämförelse av metoderna under liknande förhållande. Detta kan utföras vid en experimentanläggning där ett flertal metoder kan installeras på samma ledning.

Riktlinjer bör även tas fram för hur data från system för tillämpning av dynamisk belastbarhet ska integreras i ett SCADA system. De flesta tillverkare idag tillgodoser sina egna gränssnitt för hur data tillgodogörs. Detta är en barriär för storskalig implementering av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet.

7 Litteraturförteckning

- [1] N. Etherden, "Increasing the Hosting Capacity of Distributed Energy Resources Using Storage and Communication," Luleå Tekniska Universitet, 2014.
- [2] R. Stephen, T. Seppa, D. Douglass, M. Lancaster, G. Biedenbach, G. Watt, J.-L. Lilien, R. Pestana, P. Ferrieres och M. Schamle, "TB 498 Guide for Application of Direct Real -Time Monitoring System," Cigré, 2014.
- [3] Svenska Kraftnät, "Information om magnetfältsnivåer under kraftledningar," 2013. [Online]. Available: <http://www.svk.se/Global/Information-om-magnetfaltsnivaer-under-kraftledningar.pdf>.
- [4] S. Fernández de Sevilla, G. Gonzales, J. Guillermo, L. Martínéz, M. Escribano, J. Iglesias, P. Albi, U. Búrdalo, M. Álvaro och S. Kwik, "B2-207 Dynamic Assessment of Overhead Line Capacity for integrating Renewable Energy into the Transmission Grid," i *Cigré Session*, 2014.
- [5] IEEE, "Std. 738-2006 Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors," IEEE, 2006.
- [6] R. Stephen, D. Douglass, M. Gaudry, H. Argasinska, K. Bakic, S. Hoffman, J. Iglesias, F. Jakl, J. Katoh, T. Kikuta, R. Kimata, T. Kumeda, S. Hodgkinson, G. Mirosevic, V. Morgan, Y. Motlis, D. Miftic, Y. Ojala, M. Olofsson, T. Seppa, R. Trash, S. Ueda och L. Varga, "TB 207 Thermal behaviour of Overhead Conductors," Cigré, 2002.
- [7] L. Staszewski och W. Rebizant, "The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations," i *Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium*, Wroclaw, Polen, 2010.
- [8] B. Xu, "Predictive Power Dispatch for the Integration of High Renewable Shares Incorporating Dynamic Line Rating," Zürich, 2012.
- [9] Electropedia, "Electropedia," 11 2013. [Online]. Available: <http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=351-57-03>. [Använd 14 12 2014].
- [10] IEC 61508 Association, 14 12 2012. [Online]. Available: <http://www.61508.org/>. [Använd 10 12 2014].
- [11] Y. Chen, M. Bollen och N. Etherden, "Risk Analysis of Smart Solutions to Increase Wind Power hosting Capacity in Subtransmission Network," *Elforsk rapport* 13:51, 2013.
- [12] N. Etherden och M. Bollen, "Increasing the Hosting Capacity of Distribution Networks by Curtailment of the Production From Renewable Resources," i *PowerTech, 2011 IEEE*, Trondheim, 2012.
- [13] M. Bollen, Y. Chen och N. Etherden, "Risk analysis of alternatives to N-1 reserves in the network," i *CIREN 22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, 2011.
- [14] S. Tapani, R. D. Mohr och J. Stovall, "Error Sources of Real-Time Ratings Based on Conductor Temperature Measurements," Cigré WG B2.36, Stockholm, 2010.

- [15] Alstom, "MiCOM P341 Dynamic Line Rating," 2009. [Online]. Available: <http://www.alstom.com/Global/Grid/Resources/Documents/Automation/SAS/MiCOM%20ALSTOM%20P341%20DLR.pdf>. [Använd 01 10 2014].
- [16] LIOS Technology, "LIOS Technology," 2014. [Online]. Available: <http://www.lios-tech.com/Menu/LIOS+Technology/10+Years+On/>. [Använd 6 10 2014].
- [17] USi, "Power Donut Systems for Overhead Electric Power Line Monitoring," Oktober 2012. [Online]. Available: http://www.usi-power.com/Products%20&%20Services/Donut/Power_Donut2_Qualifications.pdf. [Använd 29 09 2014].
- [18] The Valley Group, "Nexans.us," 2009. [Online]. Available: http://www.nexans.us/eservice/US-en_US/fileLibrary/Download_540172710/US/files/CAT-1_Brochure1.pdf. [Använd 29 09 2014].
- [19] D. Douglass, W. Chisholm, G. Davidson, I. Grant, K. Lindsey, M. Lancaster, D. Lawry, T. McCarthy, C. Nascimento, M. Pasha, J. Reding, T. Seppa, J. Toth och P. Waltz, "Real-Time Overhead Transmission Line Monitoring for Dynamic Line Rating," IEEE, 2014.
- [20] Oncor Electric Delivery Company, "Dynamic Line Rating," Oncor Electric Delivery Smart Grid Program, 2013.
- [21] Ampacimon, "Ampacimon," 2012. [Online]. Available: http://www.ampacimon.com/?dl_id=34. [Använd 01 10 2014].
- [22] E. Cloet och J.-L. Lilien, "Upgrading Transmission Lines Through the Use of an Innovative Real-Time Monitoring System," i *2011 IEEE PES 12th International Conference on Transmission and Distribution Construction, Operation and Live-Line Maintenance (ESMO)*, Providence, US, 2011.
- [23] Ampacimon, "How It Works Real Time Sag," 2011. [Online]. Available: http://www.ampacimon.com/?dl_id=21. [Använd 01 10 2014].
- [24] Avistar Inc., "Avistar Inc.," 2011. [Online]. Available: <http://www.avistarinc.com/products/span-sentry/faqs>. [Använd 02 10 2014].
- [25] Promethean Devices, "Promethean Devices," 2009. [Online]. Available: <http://www.physicalgrid.com/pdf/promethean-devices-rt-tlms-brochure.pdf>. [Använd 02 10 2014].
- [26] Promethean Devices, "Promethean Devices," 2009. [Online]. Available: <http://www.physicalgrid.com/index.html>. [Använd 02 10 2014].
- [27] S. J. Syracuse och P. G. Halverson, "Non-Contact Sensor System for Real-time High-Accuracy Monitoring of Overhead Transmission Lines," i *International Conference on Overhead Lines*, 2008.
- [28] Lindsey-USA, "Lindsey-USA," 2005. [Online]. Available: <http://www.lindsey-usa.com/newProduct.php>. [Använd 04 10 2014].
- [29] W. Wang och S. Pinter, "Dynamic Line Rating Systems for Transmission Lines," US Department of Energy, 2014.
- [30] E.ON Elnät, 06 10 2014. [Online]. Available: http://www.eon.se/upload/eon-se-2-0/dokument/extranet/leverantorsportal/TB-dokument%20Eln%C3%A4t/Kontrollutrustning/D14-0020989_Teknisk-bestammelse-Natvarn.pdf. [Använd 15 12 2014].
- [31] High Voltage Valley, "Nationell testbädd skapas för utveckling av teknik för energieffektiv gruvbrytning," 18 12 2014. [Online]. Available:

http://highvoltagevalley.org/en-nationell-testbadd-skapas-for-utveckl__620.
[Använd 10 01 2015].

- [32] IEEE, "Std C57.109-1993 Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration," IEEE, 2008.

8 Appendix

I detta appendix presenteras identifierade felkällor för de olika systemen för tillämpning av dynamisk belastbarhet. Dessa baseras på fallstudier, analys av de tekniska systemen samt erfarenheter från referensgrupp. Felkällorna har sedan analyserats och felfrekvens samt konsekvens har bedömts enligt metod beskriven i kapitel 2. Detta appendix är tänkt att fungera som ett stöd vid val av system för tillämpning av dynamisk belastbarhet, utvärdering av risker för systemet samt för att bedöma nödvändig säkerhetsmarginal.

I Rapporten definieras risk som en funktion av sannolikhet och konsekvens. Sannolikheten definieras som felfrekvens i enlighet IEC 61508 och konsekvens bedöms i regel som inverkan på ampacitet (om inte annat står). Med hjälp av viktning av felfrekvens och konsekvens kan de olika felkällornas betydelse avgöras. Riskmatrisen sammanfattar antalet risker efter kategorierna, försumbar, liten, stor och mycket stor risk (se Figur 31). För fördjupning, se metoddel i rapporten.

Mycket stor konsekvens	Stor Risk	Mycket stor risk	Oacceptabel Risk
Stor konsekvens	Liten Risk	Stor Risk	Mycket stor risk
Ej stor konsekvens	Försumbar Risk	Liten Risk	Liten / Stor Risk
	Osannolikt	Sannolikt	Mycket Sannolikt

Figur 31 Riskmatris

Felfrekvens och konsekvens viktas på en tresiffrig skala och definieras på följande sätt, där IEC 61508 har använts som riktlinje:

Felfrekvenser

1:	Osannolikt	(mindre än 1 per år)
2:	Sannolikt	(mellan 1 och 100 per år)
3:	Mycket Sannolikt	(mer än 100 per år)

Konsekvensgrad

1:	Liten eller ingen inverkan på ampacitet	(mindre än 5% fel)
2:	Medelstor inverkan på ampacitet	(5 till 20 % fel)
3:	Stor inverkan på ampacitet	(mer än 20% fel)

8.1 GENERELLA RISKKÄLLOR FÖR VÄDERSTATION

De flesta system för tillämpning av dynamisk belastbarhet inkluderar en väderstation. Samtliga kartlagda riskkällor för väderstation presenteras nedan. För vidare diskussion se rapport (Kap 3.5).

Steg	Insamling av väderdata			
Metod	En väderstation mäter vindhastighet, vindriktning, solinstrålning och temperatur			
Felkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Väderstation ger ickerepresentativ vindförhållande för kritiska spann(en) på grund av stora lokala variationer	2	Stor inverkan på beräknat värde på ampacitet	3
	Väderstation ger ickerepresentativ solinstrålning för kritiska spann(en) på grund av medelstora stora lokala variationer	1	Medelstor inverkan på beräknat värde på ampacitet	2
	Väderstation ger ickerepresentativ omgivande temperatur för kritiska spann(en) på grund av små lokala variationer	1	Liten inverkan på beräknat värde på ampacitet	1
	Missvisande mätton (slumpmässigt eller systematiskt)	1	Fel värde på vindhastighet, vindriktning, solinstrålning eller omgivande temperatur. Då mätton för dessa storheter är beprövade anses felmätningen som liten	1
	Bristande energiförsörjning	1	Inget värde från väderstation. Felfrekvensen beror på hur energi till väderstation förses.	3
	Smuts / snö på sensorer	1	Om väderstationen ej är rustad för nordiskt klimat kan detta resultera i uteblivet mätdata	3
	För lågt monterad väderstation på grund av säkerhetsavstånd till ledare	1	Missvisande värde på väderdata. Variationer på grund av detta är troligtvis mindre än de naturliga skillnaderna i väderdata mellan stolpe och ledning	1

8.2 GENERELLA RISKKÄLLOR FÖR TEMPERATURMÄTNING MED MÄTDON

En lednings medeltemperatur beräknas i denna tillämpning utifrån mätdon på ledning. Dessa riskkällor är även applicerbara på USi Power Donut (se avsnitt 3.8). Samtliga kartlagda riskkällor för temperaturmätning med mätdon presenteras nedan. För vidare diskussion se rapport (Kap. 3.5).

	Insamling av temperaturdata			
Metod	Mätdon för temperatur används för att beräkna en medeltemperatur på ledningen.			
Felkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Beräknad medeltemperatur ej representativ på grund av olika väderförhållanden längs ledning	2	Felaktigt värde på ampacitet	3
	Beräknad medeltemperatur ej representativ på grund av för få mätdon längs ledning vilket resulterar i missade hot spots	2	Felaktigt värde på ampacitet	3
	Beräknad medeltemperatur ej representativ på grund av skillnader mellan temperatur i ledningens kärna och ytemperatur	2	Felaktigt värde på ampacitet	2

8.3 RISKKÄLLOR FÖR MICOM DLR P341

Samtliga kartlagda riskkällor för MiCOM DLR P341 presenteras nedan. Då detta system baserar sin beräkning av ampacitet endast på väderdata bör även (8.1 Generella riskkällor för väderstation) studeras. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap. 3.6).

Steg	Primär Mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	Primär mätdata saknas i denna metod				Följande protokoll används: K-Bus Modbus, IEC60870-5-103, DNP 3.0, IEC61850				Beräkningar sker med CIGRE samt IEEE standardiserade metoder. Se kapitel om beräkning av ampacitet för fördjupning.			
Folkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Metod för direkt beräkning av nedhäng saknas	Permanent	Direkt mätning av nedhäng ej möjlig	3	Bristande kommunikation mellan Väderstation och MICOM	1	Inget värde på Ampacitet	3	Felaktig approximationer, förenklingar i IEEE samt Cigrés metoder för beräkning av ampacitet	Permanent	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
					Bristande kommunikation mellan MICOM och Vindkraftsproducent	1	Skydd vid felaktigt värde på ampacitet från SCADA ej möjlig	3	Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet utan historik på ackumulerad termisk uppvärmning, risk för uteblivet värde	2
					Bristande kommunikation mellan Väderstation och SCADA	1	Inget värde på Ampacitet. Denna risk kan reduceras genom att MiCom DLR P341 kommunicerar direkt med vindpark	2	För få analyserade parametrar	Permanent	Då endast väderparametrar analyseras leder detta till ett osäkert värde på ampacitet	3
					Aktivering av olika settinggrupper misslyckas	1	Nedstyrning av produktion/last beroende på tillämpning	3	Fel inmatad data om ledning	Permanent	Leder till osäkert värde på ampacitet	1

8.4 RISKKÄLLOR FÖR EN.SURE AV LIOS.TECHNOLOGY

Samtliga kartlagda riskkällor för EN.Sure av LiOS.Technology presenteras nedan. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning, se rapport (Kap. 3.7).

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	OPPC är en konventionell ledning där av trådarna har blivit utbytt mot en rostfritt rör i vilken en optisk fiber har integrerats. En lednings temperatur mäts sedan genom att en signal skickas genom den optiska fibern som är placerad inuti ledningen				Data kommuniceras till en server från DTS (Distributed temperature sensor) systemet via ethernet kabel.				För beräkning används IEC, AEIC samt IEEE			
Felkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Bruten/glapp fiberskarv	1	Dämpad eller utebliven signal	2	Bristande kommunikation mellan ledning och DTS station	1	Inget värde på ampacitet	3	Felaktig approximationer, förenklingar i IEEEs metod för beräkning av ampacitet	Permanent	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
	Missvisande mätton (slumpmässigt eller systematiskt)	1	Fel värde på temperatur. Detta görs dock enligt utvecklaren inom +/- 2°C vilket ger liten konsekvens	1	Bristande kommunikation mellan DTS station och server	1	Inget värde på ampacitet	3	Felaktig approximationer, förenklingar då medeltemperatur beräknas från punktemperatur	Permanent	Fel värde på ledningens temperatur	1
	Felkalibrerade mätton	1	Fel värde på temperatur.	1					Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet. Då ett stort antal mätpunkter finns innebär detta låg konsekvens	1
									Felaktiga antaganden om modell för ledning	1	Fel värde på Ampacitet	2

8.5 RISKKÄLLOR FÖR POWER DONUT AV USI

Samtliga kartlagda riskkällor för Power Donut av USi presenteras nedan. Då detta system även mäter punkttemperatur på ledningen bör (8.2 Generella riskkällor för temperaturmätning med mätdon) studeras. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap. 3.8). Då detta är ett beprövat system har många felkällor identifierats.

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	Donuten mäter i första hand ström, spänning, temperatur samt vinkel. Donuten använder energi från ledningens magnetfält.				Datan från väderstationen skickas till Power Donuten via bluetooth. Donut kommunicerar med GSM (mobilt) till ett mobiltorn. Därifrån skickas data via TCP/IP till en datauppsamlingsserver.				Donuten använder IEEE standard 738 sätt för att beräkna ampacitet			
Felkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Nettoflöde för lågt för att driva mätdon	2	Inget mätvärde men om SCADA ström värde kan tillgås vet man att ledningen inte är överbelastad. Fall har uppmärksamats där Donut har levererat fel värde vid bristande energi. Detta måste hanteras på något sätt.	3	Bristande bluetooth kommunikation mellan Power Donut och Väderstation	1	Endast nedhäng (från vinkel fås) men ampacitet kan ej uppskattas	2	Felaktig approximationer, förenklingar i IEEE:s metod för beräkning av ampacitet	Permannt	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
	Felplacerade mätdon	1	lickerepresentativt värde på vinkel, vilket ger ett felaktigt värde på nedhäng.	2	Bristande kommunikation mellan Power Donut och Mobiltorn	1	Inget värde på ampacitet från enskild Donut. Dessutom tappas data om väder	3	Felaktig approximationer, förenklingar då medeltemperatur beräknas från punkttemperatur	Permannt	Fel värde på ledningens temperatur	1
	Missvisande mätdon (slumpmässigt eller systematiskt)	1	Fel värde på I, V, T eller vinkel. Då mätning av dessa parametrar är beprövade (möjligt undantaget vinkel) anses ingen större felaktighet förekomma.	1	Bristande kommunikation mellan Mobiltorn och Server	1	Inget värde på ampacitet från samtliga Donuts	3	Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet.	1
					Bristande kommunikation mellan Server och slutanvändare	1	Inget värde på ampacitet från samtliga Donuts	3	Felaktiga antaganden om modell för ledning	1	Fel värde på Ampacitet	2
	Felkalibrerade mätdon	1	Fel värde på I, V, T eller vinkel	1					Felaktiga antaganden om förhållande mellan vinkel och nedhäng	1	Fel värde på nedhäng	2

8.6 RISKKÄLLOR FÖR CAT-1 AV NEXANS

Samtliga kartlagda riskkällor för Cat-1 av Nexans presenteras nedan. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap. 3.9). Då detta är ett beprövat system har många felkällor identifierats.

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	En lastcell fästs i båda ändar av ledningen. Data om anspänningen fångas upp från lastcell.				Lastcellen skickar sedan data till en CATMaster basstation som står utplacerad vid ställverket. Från basstationen skickas sedan data vidare till SCADA/EMS system via				IntelliCat är ett dataprogram där anspänningen omvandlas till nedhäng.			
Felkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Felkalibrerade mätdon	1	Fel värde på anspänning	1	För svag radiosignal/ ingen rak siktlinje mellan Cat-1 och uppsamlingsenhet	2	Ingen ampacitet. Detta kan lösas med en repeater	3	Felaktig approximationer, förenklingar i IEEE's metod för beräkning av ampacitet	Permanent	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
	Missvisande mätdon (slumpmässigt eller systematiskt)	1	Fel värde på anspänning,	1	Bristande kommunikation mellan uppsamlingsenhet och enheten i ställverk	1	Ingen ampacitet.	3	Felaktig approximationer, förenklingar då medeltemperatur beräknas från punkttemperatur	Permanent	Fel värde på ledningens temperatur	1
	Degradering av enheten på grund av elektrisk urladdning från isolatorernas metalldelar.	1	Inget värde på anspänning	3	Ej synkroniserade tidsmärkning av data	1	Svårigheter att kalibrera data	3	Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet.	1
	Temperatur i en punkt kan fortfarande vara kritisk på grund av "hot spot" fenomen	1	Försämrade materialegenskaper	2					Felaktiga antaganden om modell för ledning	1	Fel värde på Ampacitet	2
	Ej perfekt fördelning av anspänning över ledning	1	Felaktigt nedhäng	2					Felaktiga antaganden om förhållande mellan anspänning och nedhäng	1	Fel värde på nedhäng	2

8.7 RISKKÄLLOR FÖR AMPACIMON AV AMPACIMON INC.

Samtliga kartlagda riskkällor för Ampacimon av Ampacimon Inc. presenteras nedan. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap. 3.10).

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	Systemet består av mätton som placeras direkt på ledningen och mäter ledningens vibrationer. Dessa erhåller den behövda energin från ledningen och därför behövs ingen extern källa				Data överförs med GSM/GPRS från modulen till Ampacimon server, och ett antal protokol (TASE 2, Modbus, IEC104...) stöds mellan server och användarens SCADA				IEEE används för beräkningar, samt egen korrelation mellan frekvens och nedhäng.			
Folkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Nettoflöde för lågt för att driva Ampacimon	2	Inget mätvärde men om SCADA ström värde kan tillgås vet man att ledningen inte är överbelastad.	3	Bristande GSM kommunikation mellan Ampacimon och Server	1	Inget värde på Ampacitet från Ampacimon	3	Felaktig approximationer, förenklingar i metod för beräkning av ampacitet	Permannt	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
	Missvisande matdon (slumpmässigt eller systematiskt)	1	Fel värde på frekvens vilket ger fel värde på nedhäng	2	Bristande kommunikation mellan Server och slutanvändare	1	Inget värde på Ampacitet från Ampacimon	3	Felaktig approximationer, förenklingar då medeltemperatur beräknas från punkttemperatur	Permannt	Fel värde på ledningens temperatur	1
	För liten ledningsdiameter	1	Frekvens upptäcks ej. Detta bör analyseras innan installation	3					Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet.	1
	För liten svängning	1	Upptäcks ej av mätton	1					Felaktiga antaganden om förhållande mellan egenfrekvens och nedhäng	1	Fel värde på nedhäng	2

8.8 RISKÄLLOR FÖR SPAN SENTRY AV EDM INTERNATIONAL INC.

Samtliga kartlagda riskkällor för Span Sentry av EDM International Inc. presenteras nedan. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap.3.11).

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	En kamera lokaliserar ett mål som hänger på ledningen och därigenom avgörs ledningens nedhäng. Systemet får energi från solcell.				En rad kommunikationsval, inkluderat M ² M - CDMA eller GSM IP Nätverk				Egen mjukvara sköter beräkningen som kan nås via en hemsida			
Fekälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Dålig sikt	2	Inget värde på ampacitet	3	Bristande bluetooth kommunikation mellan SagoMeter och Väderstation	1	Inget värde på Ampacitet	2	Felaktig approximationer, förenklingar i metod för beräkning av ampacitet	Permannt	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
	Ingen energifrånsolcell	2	Inget värde på ampacitet. Detta är en väsentlig risk i nordiskt klimat	3	Bristande kommunikation mellan SagoMeter och Mobiltorn	1	Inget värde på Ampacitet	3	Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet.	1
					Bristande kommunikation mellan Mobiltorn och Server	1	Inget värde på Ampacitet	3	Felaktiga antaganden om modell för ledning	1	Fel värde på Ampacitet	2
					Bristande kommunikation mellan Server och slutanvändare		Inget värde på Ampacitet		Felaktig bildbehandlingsalgoritm	1	Fel värde på nedhäng	2

8.9 RISKKÄLLOR FÖR RT-TLM AV PROMETHEAN DEVICES INC.

Samtliga kartlagda riskkällor för RT-TLM av Promethean Devices Inc. presenteras nedan. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap.3.12).

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	Systemet består av ett antal mätton som placeras under ledningen. Dessa mätton känner av ledningens magnetiska fält.				Krypterad data skickas trödlöst via VPN till server. Denna data kan ges tillgång till via ett webbaserat GUI.				Beräknas utifrån prometheans beräkningsalgoritmer			
Felkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Energi från solcell för låg för att driva mätton	1	Inget mätvärde från mätton	3	Bristande kommunikation mellan mätenheter och basstation	1	Inget värde på Ampacitet	1	Felaktig approximationer, förenklingar i metod för beräkning av ampacitet	Permannt	Fel värde på Ampacitet	1
	Felplacerade mätton	1	lickerepresentativt värde på nedhäng	1	Bristande kommunikation mellan Basstation och uppsamlingsenhet	1	Inget värde på Ampacitet	1	Brist på data	1	Felaktig uppskattning på Ampacitet	1
	Missvisande mätton (slumpmässigt eller systematiskt)	1	lickerepresentativt värde på nedhäng	1	Brist på vägen mellan uppsamlingsenhet och användare	1	Inget värde på Ampacitet	1	Felaktig algoritm för att beräkna nedhäng utifrån elektromagnetiskt fält	1	Fel värde på nedhäng	2
	Mätton placeras på marken och är därför känsliga för skadeverkan	2	Skadade mätton. Detta kan mitigeras genom att mätton grävs ner.	2								
	Felkalibrerade mätton med avseende på avståndet mellan ledare.	1	lickerepresentativt värde på nedhäng	1								

8.10 RISKKÄLLOR FÖR SMARTLINE AV LINDSEY-USA

Samtliga kartlagda riskkällor för Smartline av Lindsey-USA presenteras nedan. För beskrivning av detta system och vidare diskussion om risker vid användning av detta system, se rapport (Kap.3.13).

Steg	Insamling av primära mätdata				Kommunikation				Beräkning			
Metod	Produkten består av ett mätdon som hängs på ledningens lägsta punkt. Denna använder "LIDAR" (Light Detection and Ranging) teknik för att avgöra avståndet mellan ledning och mark.				Den kommunicerar trådlöst över 915 MHz bandet				Smartline systemet använder tillförlitlighetsbaserad belastbarhet och prognosteknik och data från monitorerna för att lära sig – över tid – förhållandet mellan frihöjd, medeltemperatur, last och väder.			
Folkälla	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)	Beskrivning	Felfrekvens (1-3)	Konsekvens	Konsekvensgrad (1-3)
	Mätton ej placerad på ledningens lägsta punkt	1	Fel värde på nedhäng	1	Bristande bluetooth kommunikation mellan Smartline och kommunikationsenhet	1	Inget värde på Ampacitet	3	Felaktig approximationer, förenklar i metod för beräkning av ampacitet	Permannt	Fel värde på Ampacitet. Metoderna anses beprövade varav detta fel anses ha liten inverkan på ampacitet.	1
	Missvisande mätton (sluppmässigt eller systematiskt)	1	Ickerepresentativt värde	1	Bristande kommunikation mellankomm enhet och och Server	1	Inget värde på Ampacitet	3				
	Nettoflöde för lågt för att driva mätton	2	Inget mätvärde men om SCADA ström värde kan tillgås vet man att ledningen inte är överbelastad.	3	Bristande kommunikation mellan Server och slutanvändare	1	Inget värde på Ampacitet	3				

Bedömning av risker vid implementering av dynamisk belastbarhet

Dynamisk belastbarhet innebär att ledningens överföringsförmåga bedöms baserat på parametrar som indikerar ledningens temperatur eller nedhäng. Denna teknik ses som en möjlighet att höja acceptansgränsen i nätet (möjlighet att integrera mer förnyelsebar intermittent generering). Denna rapport presenterar en metodik för riskbedömning vid användning av dynamisk belastbarhet. De mest väsentliga riskerna vid installation av system för dynamisk belastbarhet har även blivit kartlagda, samt vad man bör tänka på vid tillämpning.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se